北陸電力株式会社志賀原子力発電所１号機における
平成１１年の臨界事故及びその他の原子炉停止中の
想定外の制御棒の引き抜け事象に関する調査報告書

平成１９年４月２０日

原子力安全・保安院

目次

Ⅰ　はじめに　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1

Ⅱ　志賀原子力発電所１号機の臨界事故　・・・・・・・・・・・・・・・・・　2

１．経緯　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　2
　１．１　事故が明らかとなった経緯　・・・・・・・・・・・・・・・・・・　2
　１．２　北陸電力から報告された事故の概要　・・・・・・・・・・・・・・　2
　１．３　保安院のこれまでの対応　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　2

２．臨界事故の経過と概要　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　6
　２．１　事故に至る経過　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　7
　２．２　事故収束に至る経過　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　9
　２．３　事故の隠ぺいに関する経過　・・・・・・・・・・・・・・・・・・　9
　２．４　事故記録の改ざん　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　9
　２．５　作業員の被ばく及び外部への影響の有無　・・・・・・・・・・・・１０

３．技術的事項に係る評価　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・１１
　３．１　制御棒引き抜けに関する設備面の検討　・・・・・・・・・・・・・１１
　３．２　制御棒引き抜けを起こした管理上の問題　・・・・・・・・・・・・２３
　３．３　臨界事故の影響評価　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・２９

４．安全確保の体制についての評価　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３５
　４．１　事故後の関係者の対応　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・３５
　４．２　法令上の観点からの検討　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・４１

５．安全対策の総点検の評価　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・４４
　５．１　安全対策の総点検の概要と実施状況　・・・・・・・・・・・・・・４４

５．２　保安院の評価　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　４５

６．再発防止対策　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　４６
６．１　根本原因分析の状況と保安院の評価　・・・・・・・・・・・・・・　４６
６．２　技術的な再発防止対策の状況と保安院の評価　・・・・・・・・・　４７
６．３　抜本的な再発防止対策の状況と保安院の評価　・・・・・・・・・　４８

III　その他の原子炉停止中の想定外の制御棒引き抜け事象　・・・・・・・・　５０

１．事象の概要　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　５０
２．管理上の問題と対策状況　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　５３
３．現在の手順書の状況　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　５６
４．類似事象が継続的に発生した問題点　・・・・・・・・・・・・・・・・　５６
５．海外で発生した制御棒に関連する事象　・・・・・・・・・・・・・・・　５８

IV　今後の対応　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　５９

Ｖ　むすび　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　６１

別表

Ⅰ　はじめに

発電設備の総点検に関する甘利経済産業大臣からの指示を受けて、北陸電力が調査を実施していたところ、平成１９年３月１５日、北陸電力から原子力安全・保安院（以下「保安院」という。）に対し、平成１１年６月に志賀１号機において、定期検査期間中に臨界に係る事故が発生していたにもかかわらず、国に報告を行っていなかったとの報告があった。

原子力の安全確保にとっては臨界の管理は最も重要な作業であり、北陸電力が原子炉停止中の作業ミスから臨界事故を発生させたこと、また、当時、それを報告・公表せず、再発防止対策もとらなかったことは、極めて遺憾である。

本報告書は、このようなことが二度と起こらないようにするため、志賀１号機における平成１１年の臨界事故及びこれに関連して明らかとなったその他の原子炉停止中の想定外の制御棒の引き抜け事象に関して、北陸電力からの平成１９年３月３０日及び４月６日付け報告、日立製作所及び東芝からの４月６日付け報告及び３月３０日付け各電力会社からの報告に加え、保安院が行った特別な保安検査で確認した内容や専門家の意見を踏まえて、これらの事故等に対する保安院の評価と今後の対応を取りまとめたものである。

注）本報告書においては、原則、会社名は「株式会社」を省略し、発電所名は「原子力発電所」を省略して表記している。例：北陸電力株式会社志賀原子力発電所１号機　→　北陸電力志賀１号機

Ⅱ　志賀原子力発電所１号機の臨界事故

１．経緯

１．１　事故が明らかとなった経緯

平成１８年秋、電力会社において、データ改ざんが次々に明らかとなってきたことを受け、保安院は、甘利経済産業大臣の指示に基づき、１１月３０日、全電力会社に対し、全ての発電設備について、過去に遡りデータ改ざんや必要な手続きの不備その他同様な問題がないかの総点検を指示した。この指示を受けて、北陸電力が調査を実施していたところ、定期検査期間中の平成１１年６月に志賀１号機の原子炉において、臨界に係る事故が発生していたにもかかわらず、国に報告を行っていなかったことが確認された旨、３月１５日、保安院に対して報告があった。

１．２　北陸電力から報告された事故の概要

（１）北陸電力志賀１号機第５回定期検査期間（平成１１年４月～７月）に実施していた原子炉停止機能強化工事において、同年６月１８日、機能確認試験の準備として、制御棒の操作に関係する弁を操作していた。その際、３本の制御棒が部分的に引き抜け状態となり、原子炉が臨界状態になった。

（２）原因としては、当該プラントの制御棒は水圧により駆動させる仕組みとなっているところ、誤った手順により弁を操作した結果、制御棒が引き抜け、臨界状態になったものとみられる。

（３）原子炉が臨界状態になったので、原子炉自動停止信号が発せられ、制御棒の引き抜けは止まったが、緊急挿入されなかった。作業のため閉めた弁を戻すことにより、３本の制御棒が全挿入となったが、それまでに約１５分を要した。

（４）放射線モニタの記録紙には有意な指示がなかったことなどから、外部への放射能による影響等はなかったものとみられる。

１．３　保安院のこれまでの対応

（１）３月１５日に、保安院は、本件の臨界事故が報告されなかったことは誠に遺憾である旨発表するとともに、北陸電力に対して、

①原子炉を早急に停止して、安全対策の総点検を行うこと
②本事故の事実関係及びその根本的な原因の徹底的な究明を行うこと
③早急に実施することができる技術的な再発防止対策及び抜本的な再発防止対策を策定すること

を指示した。①については、安全確認のためには、早急に原子炉の停止を求めて安全対策の総点検を実施させる必要があったことから、行政指導による指示を行った。また、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（以下「原子炉等規制法」という。）及び電気事業法に基づき、上記②及び上記③のうちの早急に実施することができる技術的な再発防止対策に関しては３月３０日までに、上記③のうちの当該事故の根本的な原因を踏まえた抜本的な再発防止対策については４月１３日までに報告することを求めた。

また、同日、保安院は、原子力設備を有する全ての電力会社に対して注意喚起を行い、このようなことが決して生じることのないよう十分に防止対策を講じることを求めた。

（２）３月１６日に、北陸電力は志賀１号機の原子炉を停止して、安全対策の総点検を開始した。

（３）３月１９日から４月５日まで、保安院は、北陸電力志賀原子力発電所及び北陸電力本店において、北陸電力の安全対策の総点検の実施状況等を確認するために、特別な保安検査を実施した。

（４）保安院から沸騰水型軽水炉（ＢＷＲ）を有する全ての電力会社に対して、過去に起こった制御棒の引き抜け事象について調査するよう要請した結果、下記の電力会社が、下記のそれぞれの日付で、過去に起こった制御棒の引き抜け事象について、原子力事業者の「原子力施設情報公開ライブラリー（ニューシア）」に登録した旨、又は登録する予定である旨を公表した。なお、これらについては、当時の省令に照らせば国への報告対象ではない。また４月２０日の時点においては、全ての事象をニューシ

アに登録済みである。

３月１９日
中部電力　浜岡３号機（平成３年に発生）
東北電力　女川１号機（昭和６３年に発生）

３月２０日
東京電力　福島第二３号機（平成５年に発生）
　　柏崎刈羽１号機（平成１２年に発生）

３月２２日
東京電力　福島第一３号機（昭和５３年に発生）
　　福島第一５号機（昭和５４年に発生）
　　福島第一２号機（昭和５５年に発生）

３月３０日
東京電力　柏崎刈羽６号機（平成８年に発生）
　　福島第一４号機（平成１０年に発生）

（５）３月１９日に、保安院は、同様の水圧駆動の制御棒駆動系を有するＢＷＲの原子力発電所について、現在は、同様の事象が発生しないような試験管理の手順が定められていることを確認し、公表した。
　併せて、事業者に対して、作業時の確認事項の強化など、定めた手順が確実に実行されるよう指示した。

（６）３月２３日に、経済産業省は、原子炉の停止中に想定外に生じた制御棒の引き抜け事象について、原子炉等規制法に基づく事故報告の対象とするために、省令改正を行うことを公表した。

（７）３月３０日に、北陸電力から、抜本的な再発防止対策を除いた報告書の提出があ

った。また、同日、全電力会社から、１１月３０日の指示を受けた総点検の結果について報告があった。その際、東京電力から、福島第一３号機の制御棒引き抜け事象では臨界状態になっていたとの報告があった。

（８）３月３０日に、保安院は、北陸電力からの報告内容の事実関係を確認するため、志賀１号機で臨界事故が起こった際に現場で保守点検を行っていた日立製作所に対して、原子炉等規制法及び電気事業法に基づき、当該事故の事実関係等について報告するよう指示した。また、北陸電力の臨界事故に関連してその他の同様の制御棒の引き抜け事象が明らかとなったことを受け、それらの事象に関連する保守点検を実施していた東芝に対しても、それらの事実関係等について報告するよう協力を要請した。

（９）４月６日に、北陸電力から、抜本的な再発防止対策についての報告書の提出があった。また、日立製作所及び東芝より、上記の指示等に対する報告書の提出があった。更に、全電力会社から、総点検の結果を踏まえた再発防止対策について報告があった。

（１０）保安院は、その後に北陸電力志賀１号機の臨界事故に関する技術的内容について、また北陸電力の再発防止対策の妥当性等について、それぞれ専門家の意見を聴取した。

２．臨界事故の経過と概要

３月３０日と４月６日に北陸電力から提出された報告書及び４月６日に日立製作所から提出された報告書によれば、臨界事故の発生とその後の措置に関する事実関係の概要は、次のとおりである。【図１】

なお、保安院は以下の事実関係は、特別な保安検査で確認した内容と矛盾しないことを確認している。

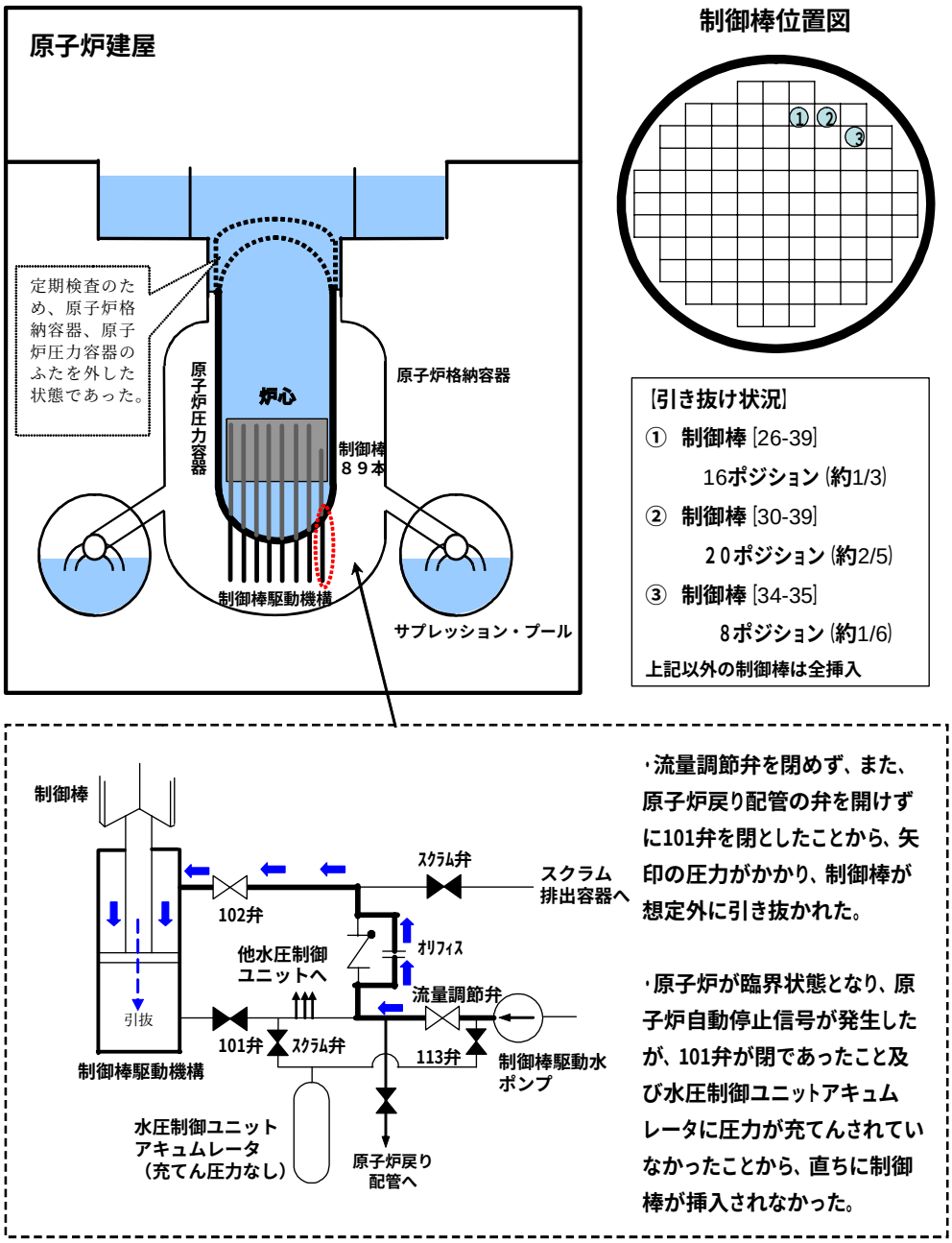


図１　志賀１号機臨界事故の概要

２．１　事故に至る経過

臨界事故の直接原因となった試験は、平成１１年の第５回定期検査期間中に北陸電力により実施された「原子炉停止機能強化工事*機能確認試験」（以下「代替停止機能試験」という。）であった。本試験を実施するためには、試験の対象となる一本の制御棒を除く残り８８体の制御棒駆動系水圧制御ユニット（ＨＣＵ）を隔離すること、すなわち、ＨＣＵと制御棒駆動機構を切り離し、ＨＣＵが制御棒駆動機構を動作させないようにする必要があった。

＊原子炉停止機能強化工事

原子炉停止機能強化工事は、アクシデントマネジメント対策に関する通商産業省（当時）から各社への要請を受けて、北陸電力の自主的な取り組みとして、第５回定期検査の期間に原子炉が停止していることを利用して、北陸電力により実施された特殊な改良工事である。事故当時、志賀１号機ではこの工事の結果を確認するための試験準備を行っており、これは志賀１号機では６月１８日に初めて実施する試験であった。

原子炉緊急停止のために起動する弁（スクラム弁）は、通常、空気圧によって「閉」状態になっているが、原子炉自動停止信号が投入されると、スクラムパイロット弁が「開」となり、これを通して空気が抜けることにより、スクラム弁が動作し、全制御棒が挿入される仕組みとなっている。

この機能をバックアップすることを目的に、原子炉保護系の電気系故障によってスクラムパイロット弁が「開」とならない場合であっても、別に設置した原子炉圧力高又は原子炉水位低を検出する回路や排出弁によって空気を抜き、スクラム弁を動作させることで全制御棒が挿入される機能を付加したものである。

代替停止機能試験を実施するための試験要領書（手順書）においては、

（１）試験対象を除いた制御棒（８８本）のアキュムレータ（蓄圧容器）充てん水を抜き、

（２）試験対象の制御棒を全引き抜きした後に制御棒駆動系駆動水流量を「０」とし、

（３）試験対象を除いた制御棒（８８本）の挿入元弁（１０１弁）、引抜元弁（１０２弁）及び充てん水元弁（１１３弁）を全閉にする、

とされていた。

平成１１年６月１８日の午前２時頃に代替停止機能試験の準備が開始された際、中央制御室の電気保修課員が試験対象の制御棒を全引き抜きするための準備をしていたところ、現場の電気保修課員とメーカー作業員が現場における最初の操作として、試験対象

を除く８８本の制御棒駆動機構の挿入元弁（１０１弁）及び引抜元弁（１０２弁）を全て閉にする操作を開始した。この操作は、上記要領書の（1）と（2）の後に行うべきものであった（手順の詳細は３．２に記載）。

現場での隔離が進むにつれ、冷却水ヘッダ*圧力の上昇が継続し、現場での弁操作が重くなった。

＊冷却水ヘッダ

８９体の制御棒駆動機構へ冷却水を送るための管が分岐する手前の母管のこと。

代替停止機能試験の直前には単体スクラム試験*が行われていたが、この試験時に「原子炉・ＣＲＤ冷却水ヘッダ間差圧高／低」警報が頻発することを避けるため、警報の除外（警報が動作しないようにすることをいう。）が事前に実施されていたものの、単体スクラム試験の終了時に復旧されなかったため、その後の代替停止機能試験の際に冷却水ヘッダの圧力が上昇しても警報が発生しない状態となっていた。

＊単体スクラム試験

制御棒駆動機構の全数について、一体ずつスクラム試験（試験信号によりスクラム入口弁を開け、制御棒が正しく緊急挿入されることを確認する試験）を行い、制御棒駆動機構の健全性を確認するものである。単体スクラム試験は定期検査期間毎に、自主検査として実施されていた。

２時１７分に最初の制御棒の引き抜けが始まり、最終的に３本の制御棒（制御棒［３０－３９］は２０ポジション*、制御棒［２６－３９］は１６ポジション、制御棒［３４－３５］は０８ポジション）が引き抜けた。

＊ポジション

制御棒の位置を示す値で、全挿入で０ポジション、全引き抜きで４８ポジションになる。

２時１８分に原子炉が臨界となり、同時刻に、炉内中性子束モニタ（ＩＲＭ）「高高」信号により原子炉自動停止信号が発生した（制御棒引き抜けのメカニズムは３．１に記

載）。

２．２　事故収束に至る経過

本来であれば原子炉自動停止信号が発生した時点で制御棒が緊急挿入されるところ、代替停止機能試験を実施するためにアキュムレータが充てんされていない状態にあり、また挿入元弁（１０１弁）が閉められていたため、緊急挿入はされなかった。ただし、スクラム弁が開となり制御棒の引き抜けは停止した。その後、中央制御室からの指示により、現場においてＨＣＵの隔離操作が中止され、挿入元弁（１０１弁）及び引抜元弁（１０２弁）を元に戻す作業が実施された結果、制御棒の挿入が始まった。最終的には原子炉自動停止信号が発生した約１５分後に制御棒が全て挿入し終わり、原子炉は未臨界状態となった（制御棒挿入のメカニズムは３．１に記載）。

２．３　事故の隠ぺいに関する経過

当直長による一連の対応により本事故が収束した後、所長以下１４名の関係者が発電所の緊急時対策所に集合し、外部への報告等に関する対応策の検討を行った。「大変なことが起きた」との認識が多くの関係者にあったが、「この事象が外部に出ると志賀２号機の工程に遅れがでる」との意見もあり、最終的には、本事故について社外に報告しないことが決定された。

その後、発電所と本店原子力部、東京支社、石川支店間でテレビ会議が行われたが、原子炉自動停止信号は誤信号であったとの誤った報告がなされたのみであり、社外への報告を行わないとした当該決定は変更されることはなかった（詳細は４．１に記載）。

２．４　事故記録の改ざん

当直長及び運転員の引継日誌には本事故に関する事項は記録されなかった。また、本事故を隠すため、炉内中性子束モニタ（ＳＲＭ、ＩＲＭ）の記録計チャートにおいて中性子束が上昇している箇所に「点検」との記載がなされた。さらに、緊急時対策所での検討の際に中央制御室から切り取られて持ち込まれた警報等印字記録（アラームタイパー）の原本は、その後保管されなかった。ただし、その一部については職員がその写しを保管していた（詳細は４．１に記載）。

２．５　作業員の被ばく及び外部への影響の有無

本事故が発生した時間帯には６名が管理区域に滞在していた。ポケット線量計によれば、当該６名のガンマ線の測定値は全員が０．００ミリシーベルトであった。またフィルムバッジ*の記録によれば、当該６名の熱中性子による線量は全て検出限界未満であった。

排気筒モニタ*及び敷地境界に設置されているモニタリングポスト*の指示値を確認した結果、放射性希ガスの指示値に変動はなかった。また、放射性よう素についても検出限界未満であった（詳細は３．３に記載）。

＊フィルムバッジ

放射線を感じやすい特殊フィルムの入ったバッジで、放射線作業者が身につけ、その感光度から被ばく放射線量を測定する。

＊排気筒モニタ

排気筒から放出する排気の放射性物質量を監視するため排気筒に設置されている放射線測定装置。

＊モニタリングポスト

放射性物質の大気への放出を監視するため原子力施設周辺に設置されている放射線測定装置。

３．技術的事項に係る評価

以下では、北陸電力の報告書における事故発生に至る経緯についての分析及び事故事象の解明に係る評価等について検討し、これらを臨界事故に係る技術的な論点として、設備面と管理面、また、停止中の臨界事故が及ぼす影響から、それぞれ整理する。

３．１　制御棒引き抜けに関する設備面の検討

北陸電力の報告書によれば、北陸電力は事故事象の解明のため、制御棒引き抜け事象の発生メカニズムを検討するとともに、モックアップ試験*等によりその妥当性を検証し、臨界事故に対する影響把握と再発防止対策の立案を行っている。

ここでは、まず、制御棒駆動機構の仕組みについて整理し、志賀１号機臨界事故における制御棒引き抜けの発生メカニズムについて検討するとともに、メカニズムを踏まえて問題点を整理する。

＊モックアップ試験

実機の制御棒駆動系を模擬した試験装置（モックアップ）によって、制御棒駆動機構の動作状況を再現することで、想定した制御棒引き抜けメカニズムの妥当性を検証するもの。

３．１．１　制御棒駆動機構の仕組み

（１）制御棒駆動機構に係る設備の概要

原子炉では、中性子を吸収するホウ素等の物質によって構成している制御棒を燃料部分（炉心）に挿入することで核分裂反応をコントロールしている。ＢＷＲでは炉心の上側に蒸気と水を分離するための構造物を設置する必要があることから、制御棒は下側から挿入する形【**図２**】となっている。

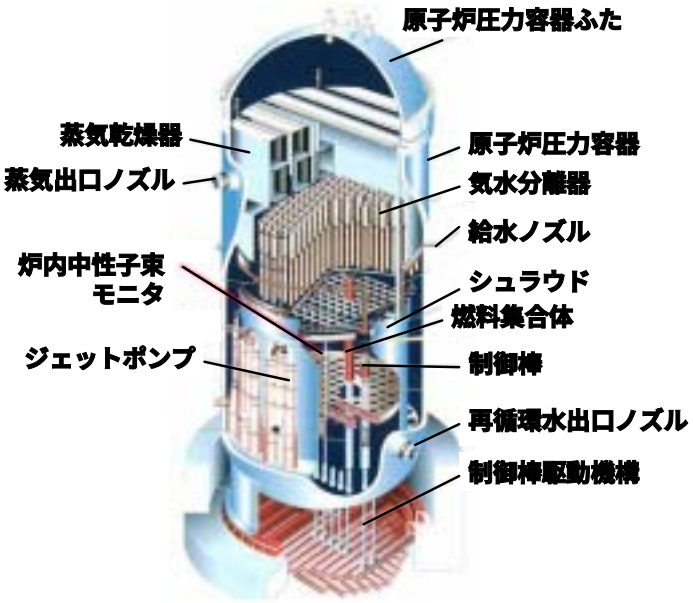


図２　原子炉外観

原子炉停止中は全本数の制御棒が全挿入（完全に燃料集合体間に挿入されていることをいう。）されており、原子炉の運転を始める際に、１本ずつ引き抜きを行い、核分裂の連鎖反応を一定の割合で継続（臨界）させ、さらに制御棒の引き抜きを続け、徐々に出力を上げることにより定格出力で運転することとしている。

これらの制御棒の操作には、制御棒駆動機構と言われる機器【図３】が用いられており、ＢＷＲの制御棒駆動機構は、制御棒駆動水圧系より供給される水圧を駆動力として動作する。制御棒駆動水圧系は、制御棒を各々独立に操作し、１つの制御棒の故障により他の操作に影響を与えないように、制御棒１本につき１組の制御棒駆動系水圧制御ユニット（ＨＣＵ）が設置されており、このＨＣＵによって駆動のための水圧が制御される。

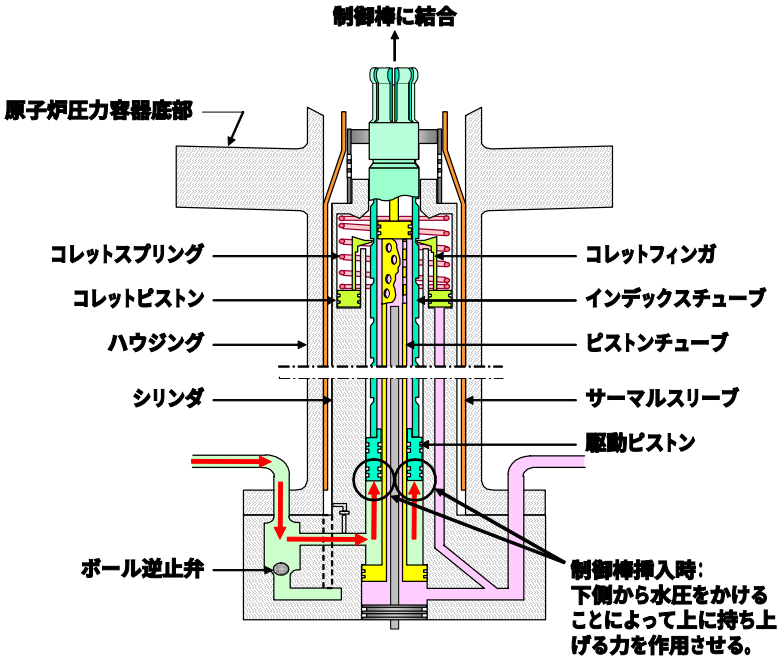


図３　制御棒駆動機構

（２）制御棒操作時の制御棒駆動機構の動き

①挿入操作

制御棒駆動機構は駆動ピストンの下側に水圧をかけることによって上に持ち上げる力を作用させて炉心へ制御棒を挿入する。また、制御棒の位置を確実に制御、維持するため、コレットフィンガと呼ばれる爪をインデックスチューブ*に引っかける方式が採用されている。【図３】

＊インデックスチューブ

制御棒をガイドするための筒であり、コレットフィンガが引っかかる溝を有する。

②引き抜き操作

コレットフィンガは、制御棒が挿入側に動作する場合には自動的に外れ、引き抜き側への動きに対しては引っかかって動かない仕組みとなっている。そのため、制御棒を引き抜く場合には、一度コレットフィンガを外すため、まず駆動ピストン挿入側（下側）に水圧をかけてわずかに制御棒を挿入して外すこととなる。その後、コレットフィンガの下面及び駆動ピストンの上側（引き抜き側）に水圧をかけて、コレットフィンガが外れた状態を維持しながら制御棒を１ノッチ（インデックスチューブの溝の間隔をいい、２４ノッチで構成されている。）動かした後に水圧を落とし、再びコレットフィンガで引っかけることとしている。【図４】

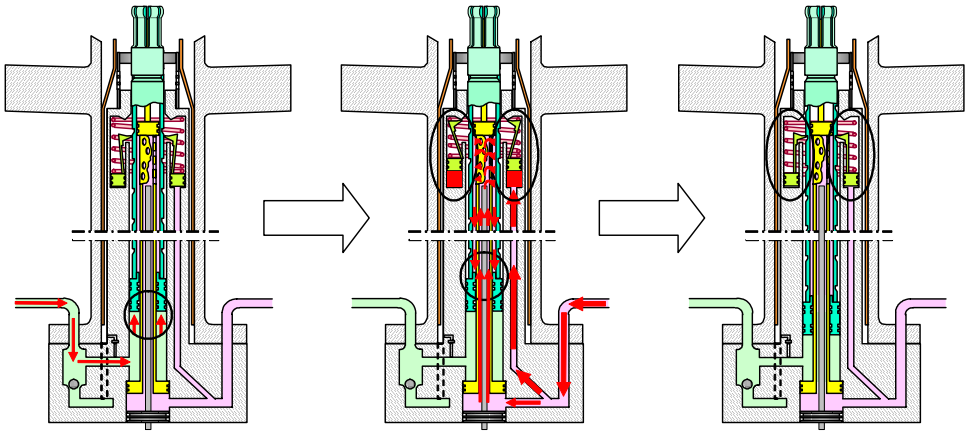


図４　制御棒駆動機構（引き抜き操作）

このように、制御棒の操作においては、挿入、引き抜きのそれぞれの場合で水の流れが逆になることから、接続されているＨＣＵの弁の操作でこの流れを制御している。【図5】挿入の場合には１２１弁及び１２３弁を開き、駆動水を駆動ピストン挿入側に供給し、引き抜き側の水を排出水ヘッダ*で受けるようになっている。引き抜きの場合は１２０弁及び１２２弁を開き、駆動水を駆動ピストン引き抜き側に供給し、挿入側の水を排出水ヘッダで受けるようになっている。なお、排出水ヘッダに流れてきた駆動水は、低圧の冷却水ヘッダに流れ、冷却水として原子炉へ流入する。

＊排出水ヘッダ

８９体の制御棒駆動機構からの排出水をまとめる母管。

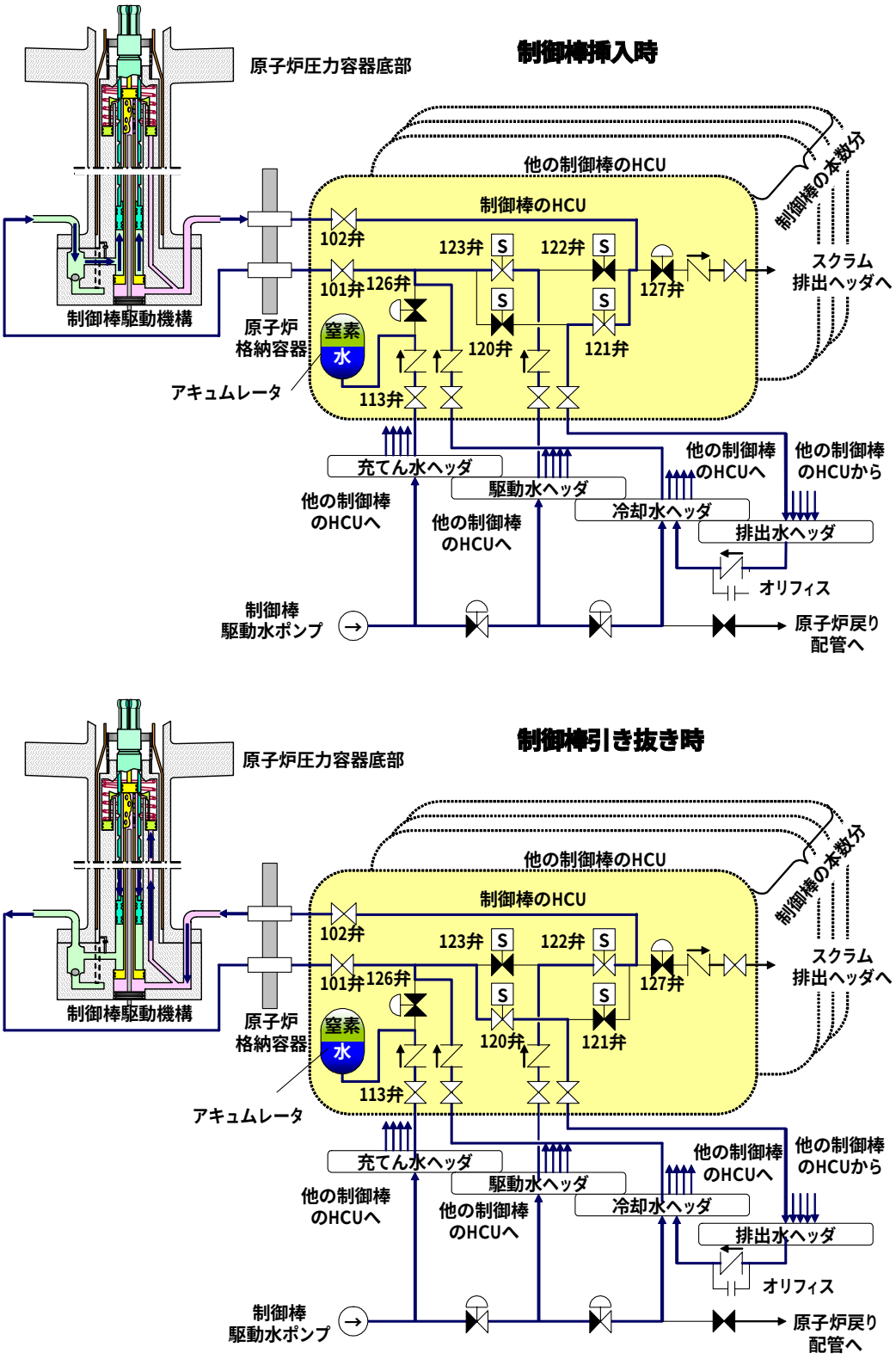


図５　制御棒駆動系水圧制御ユニット（ＨＣＵ）

③スクラム動作

一方、原子炉での反応を緊急に停止（スクラム）させる目的で、上述の制御棒駆動水圧系における通常操作とは異なり、アキュムレータ（蓄圧容器）に蓄えられている高圧水を直接駆動ピストン挿入側に供給し、急速に制御棒を挿入できるようになっている。【図６】その際の駆動ピストン引き抜き側の水はスクラム排出配管に排出される。高圧水によって全挿入された制御棒はコレットフィンガによって保持される。

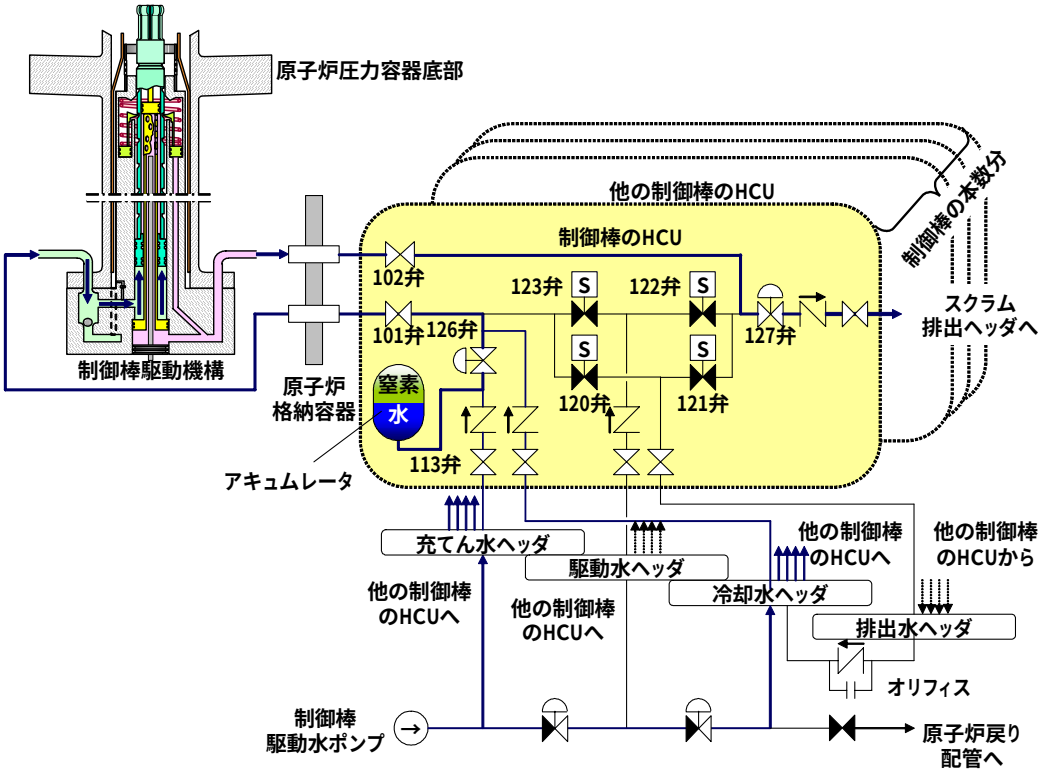


図６　スクラム時の制御棒駆動系水圧制御ユニット（ＨＣＵ）

④制御棒駆動機構冷却

このほか、制御棒駆動水圧系には、通常運転時に原子炉内の熱影響から制御棒駆動機構を守るため、挿入側配管から冷却水を供給する冷却水ヘッダ等の配管が設けられている。冷却水は挿入側配管を利用することから、冷却水の水圧により制御棒が動作しないよう、駆動水の原子炉との差圧が約１．８ＭＰａであるのに対して、冷却水の原子炉との差圧は約０．１ＭＰａとされている。【図７】

なお、改良型沸騰水型軽水炉（ＡＢＷＲ）では、スクラムの際は同様に高圧水により制御棒を挿入するが、通常操作においては、ねじの要領で、モーターを回すことによって制御棒の挿入、引き抜きを行う電気駆動の型式となっている。【図８】これは、制御棒

の位置を微調整できるように開発されたものである。

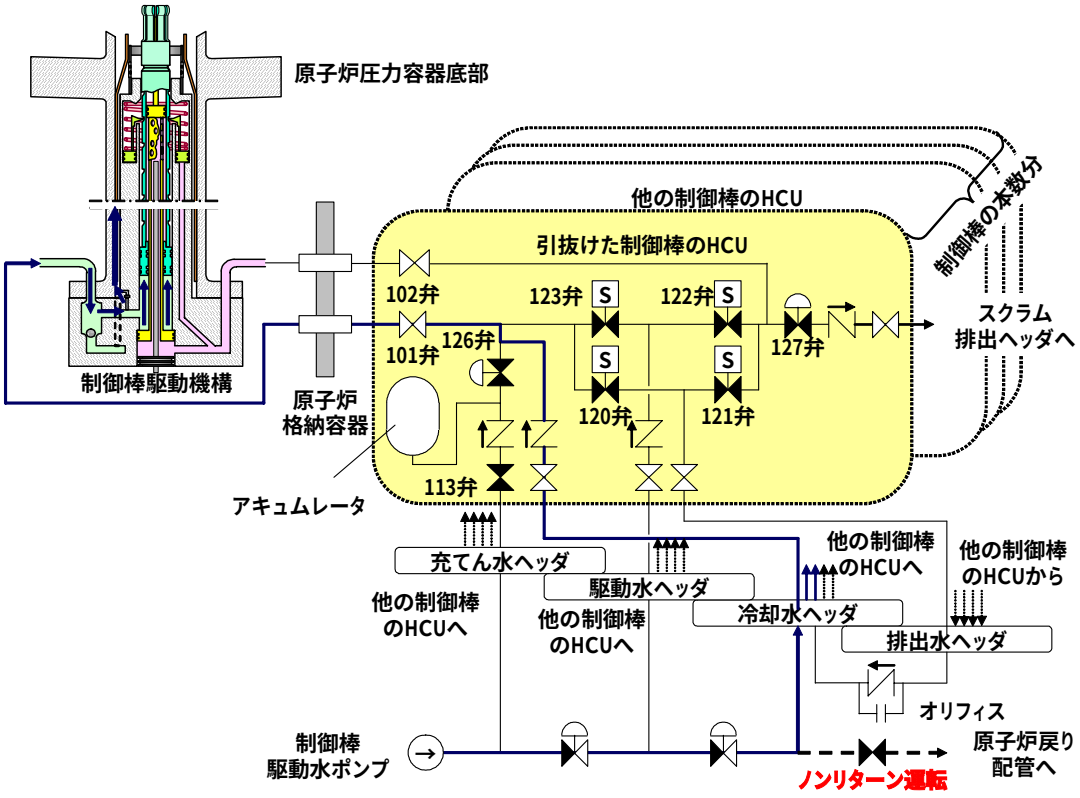


図７　制御棒駆動機構冷却（ノンリターン運転）

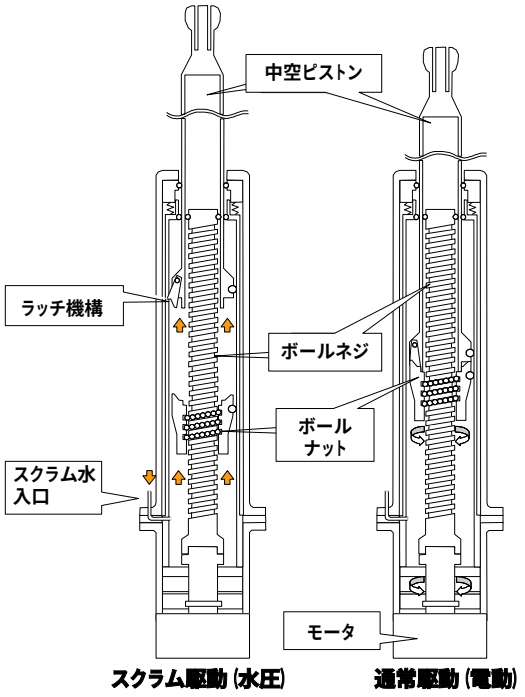


図８　ＡＢＷＲの制御棒駆動機構

３．１．２　志賀１号機臨界事故時における制御棒引き抜けの推定メカニズム

（1）推定される引き抜けメカニズム

志賀１号機の想定外の制御棒引き抜けは、代替停止機能試験のため、試験対象の制御棒１本を除く残り８８本の制御棒について全挿入位置とした上で、全挿入位置でアキュムレータからの高圧水を受けて制御棒駆動機構が損傷しないように、ＨＣＵから隔離（挿入元弁（１０１弁）と引抜元弁（１０２弁）を閉める操作をいう。）していた時に発生したものである。

通常、ＨＣＵには制御棒駆動水ポンプから駆動水が供給されており、制御棒駆動機構に冷却水が供給されている。制御棒駆動水ポンプからの水を原子炉へ戻すための配管を閉じた状態で冷却水を流すノンリターン運転*【図７】でＨＣＵを隔離していった場合には、制御棒駆動水ポンプを停止するなどの対策を講じなければ、各制御棒駆動機構に流れていた冷却水の流路が遮断されることから、流路抵抗が大きくなり、冷却水ヘッダの圧力が高くなる。

＊ノンリターン運転とリターン運転

制御棒駆動水圧系の水は、原子炉の冷却水の一部を用いており、最終的には制御棒駆動機構を通って原子炉に流入する。ＨＣＵ隔離時に冷却水ヘッダの圧力が上がらないように、冷却水ヘッダの手前に駆動水を原子炉へ戻す配管が設けられており、その配管を開いて制御棒駆動水圧系の水を原子炉へ戻す運転をリターン運転という。逆に、この配管を閉じ、制御棒駆動水圧系の水を全て制御棒駆動機構へ送る運転をノンリターン運転という。

冷却水ヘッダの圧力が高くなると、冷却水は挿入側配管に流れているため、駆動ピストン挿入側に圧力がかかり、制御棒は挿入され、コレットフィンガが外れることとなる。また、冷却水ヘッダと排出水ヘッダの間に設置されている均圧用のオリフィス（１２１弁が動かなくなることを防ぐため１２１弁の両側の圧力を等しい状態に保つために設置。）を通して１２１弁のシール性能を超える水圧がかかると、１０２弁を通ってコレットフィンガ下面及び駆動ピストン引き抜き側に水圧が伝達される。このコレットフィンガ下面への水圧により、コレットフィンガは外れた状態で維持される。この状態ではまだ駆動ピストン挿入側にも水圧がかかっており引き抜けには至らないと考えられる。そ

の後現場作業員により１０１弁が閉止されたため駆動ピストン挿入側の水圧が低下し、引き抜けに至ったと推定される。【図９】駆動ピストン挿入側にある水は、１０１弁が閉まっているので、制御棒駆動機構内の冷却水流路を通って原子炉圧力容器内へ排出される。

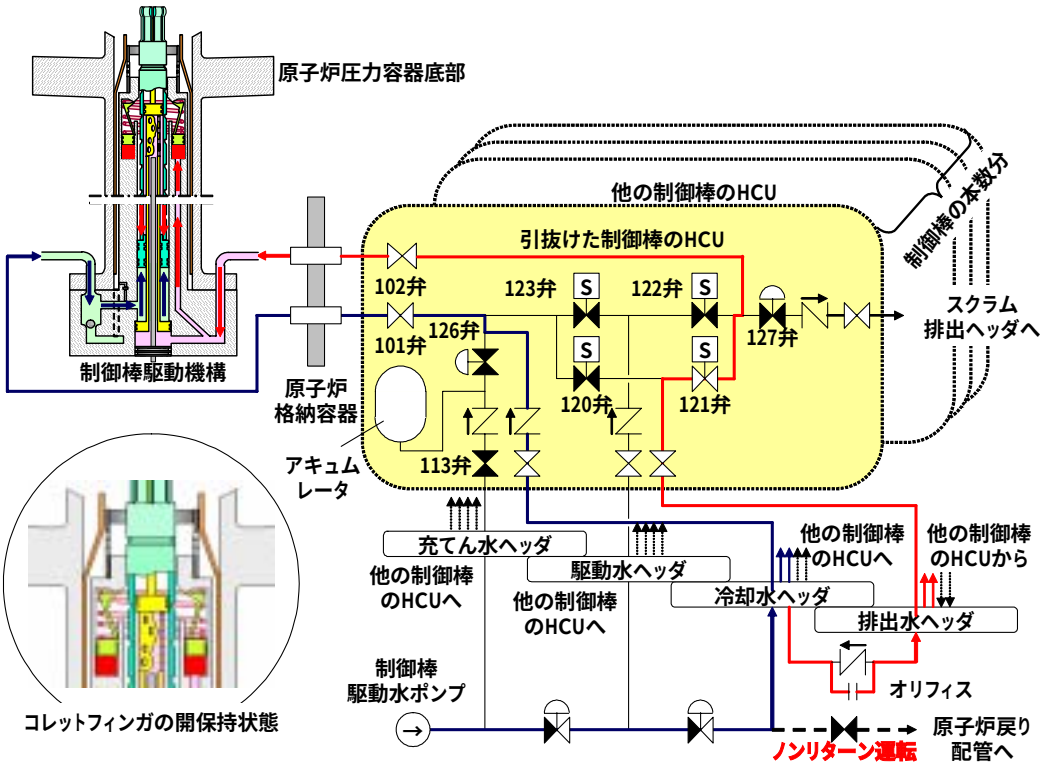


図９　制御棒駆動機構が加圧された状態

なお、制御棒駆動水圧系が通常の運転状態であることを監視するため、冷却水ヘッダと原子炉の圧力の差が高くなると「原子炉・ＣＲＤ冷却水ヘッダ間差圧高／低」警報が出るようになっている。しかし、この警報は圧力が低くなった場合にも同一の警報が出るため、代替停止機能試験の直前に行っていた制御棒単体スクラム試験において圧力低で警報が頻繁に出ることを防ぐためにこの警報を除外しており、それが代替停止機能試験開始時に復旧されなかったことから、代替停止機能試験中はこの警報は除外されたままであった。また、本来操作しない制御棒位置が変化した場合には「制御棒ドリフト」警報が出るようになっていたが、直前に行った単体スクラム試験で発生した同警報をリセットしていなかったために、引き抜けが発生する前段階である過挿入があったにもかかわらず、「制御棒ドリフト」警報が鳴らず、この状況が認知されなかった。

（２）推定される事故収束メカニズム

２時１７分に最初の制御棒の引き抜けが始まり、最終的に制御棒［３０－３９］は２０ポジション、制御棒［２６－３９］は１６ポジション、制御棒［３４－３５］は０８ポジションまで引き抜けている。引き抜けがこの位置で止まったことについては、北陸電力では原子炉自動停止信号による制御棒駆動系スクラム出口弁（１２７弁）の開動作もしくは１０２弁の閉止操作によりコレットフィンガの開保持が解除されたものとしている。

１０２弁の閉止操作により、コレットフィンガ下面にかかっていた圧力が下がり、コレットフィンガの開保持が解除される。

制御棒駆動系スクラム出口弁（１２７弁）については、２時１８分に炉内中性子束モニタ（ＩＲＭ）「高高」信号により原子炉自動停止信号が発生したことにより、開動作したと考えられる。１２７弁の下流は大気圧であるので、開動作によりコレットフィンガ下面にかかっていた圧力が下がり、コレットフィンガの開保持が解除されることとなる。コレットフィンガの開保持が解除されれば、コレットフィンガが引っかかり、引き抜けが止まることとなる。

なお、上述の原子炉自動停止信号により制御棒駆動系スクラム入口弁（１２６弁）も開動作するが、そもそも１０１弁が閉止されていたことから、引き抜けた制御棒は緊急挿入されなかった。

事故収束に至る制御棒の挿入については、北陸電力は１０１弁、１０２弁の開操作によりなされたものとしている。北陸電力の行った聞き取り調査の結果によれば、１０１弁、１０２弁の開操作は、原子炉自動停止信号発生後に当直長がＨＣＵ隔離作業の復旧を指示し、現場にて全制御棒に対して実施したとされている操作であり、挿入は冷却水ヘッダから１０１弁への圧力の伝達によりなされたものとしている。

（３）引き抜け・事故収束メカニズムの検証

北陸電力では、（２）のように推定したＨＣＵ隔離作業中における制御棒引き抜け挙動を立証するため、解析とモックアップ試験を実施している。解析の結果、原子炉と冷却水ヘッダの差圧が上昇した場合において、制御棒の自重及び引き抜き側にかかる水圧による荷重にかかわらず制御棒が挿入に至るためには原子炉と冷却水ヘッダの差圧が約０．７ＭＰａ必要であり、コレットフィンガがばね力を上回って開保持されるために

は約１．０ＭＰａ必要としている。モックアップ試験では差圧約１．０ＭＰａで制御棒が引き抜けに至ることが再現されている。【図１０】

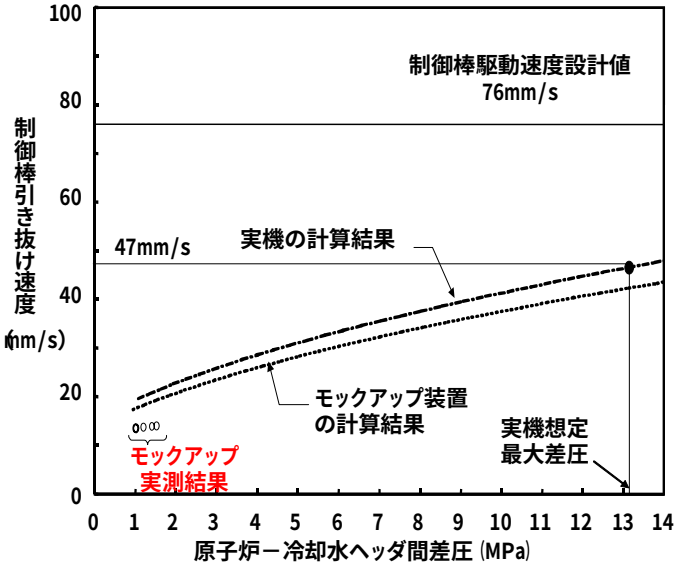


図１０　モックアップ結果

３．１．３　保安院の評価

引き抜けメカニズム及び事故収束メカニズムについては、制御棒駆動機構及びＨＣＵの仕組みから考えて合理性があり、解析とモックアップ試験との結果が概ね一致していることから、北陸電力の推定は特段の問題はないと考える。

本事故は、ノンリターン運転中でのＨＣＵ隔離作業が原因となって、排出水ヘッダを通して引き抜き側へ水圧が付与されたことにより制御棒が引き抜かれたものであると結論づけられる。ＨＣＵ隔離作業時においては、制御棒駆動水ポンプからの水を原子炉へ戻す配管を開けた状態で冷却水を流すリターン運転とするか、制御棒駆動水ポンプを止めるか、制御棒駆動系駆動水流量を「０」にすることにより冷却水ヘッダの圧力が約１．０ＭＰａまで上がらないようにすることが必要であり、このような内容が手順書において明確にされる必要がある。

複数本の制御棒が想定外に引き抜け状態になったことについては、隔離作業が並行的・連続的になされたことによるものであり、１本ずつ状況を確認しながら操作することにより回避できることから、設備上の問題があるとはいえない。

原子炉自動停止信号が発生したにもかかわらず制御棒が緊急挿入に至らなかったこと

については、そもそも緊急挿入しないようにＨＣＵ隔離をしていたことから、設備に問題があったわけではない。

　これらのことから、再発防止対策としては適切な手順書を整備し管理を徹底することが基本である。しかしながら、作業員の負担軽減、信頼性向上等の観点から、今後、冷却水ヘッダ圧力の過大な上昇を自動的に抑制するための設備設置などの制御棒駆動水圧系の設備的な対応の可能性についても視野に入れて、事業者において対策の検討がなされることが期待される。なお、新たな設備を検討、導入するにあたっては、システム全体としての信頼性が十分確保されるよう配慮することが必要である。

　なお、定期検査停止時には検査、点検等で安全のための設備の機能を一時的に解除する場合があるため、今回の臨界事故を教訓に、停止時の運転管理のあり方等について設備面での対策含めて、原子炉の一層の安全確保を図っていくための検討を行うことが重要である。

３．２　制御棒引き抜けを起こした管理上の問題

制御棒引き抜けを起こし、臨界事故に至った経緯について、手順書及び手順上の観点から論点を整理する。

３．２．１　手順書における記載

北陸電力は、平成１１年６月１７日、全制御棒を対象に単体スクラム試験を実施し、引き続き、代替停止機能試験として、１本の制御棒のスクラム試験を実施する予定であった。

代替停止機能試験を実施するための試験要領書（手順書）においては、

（１）試験対象を除いた制御棒（８８本）のアキュムレータ（蓄圧容器）充てん水を抜き、

（２）試験対象の制御棒を全引き抜きした後に制御棒駆動系駆動水流量を「０」とし、

（３）試験対象を除いた制御棒（８８本）の挿入元弁（１０１弁)、引抜元弁（１０２弁）及び充てん水元弁（１１３弁）を全閉にする、

とされており、北陸電力が代替停止機能試験を実施することにあたって、この試験要領書通りに遵守すれば、冷却水ヘッダ圧力の上昇及びそれに伴う制御棒引き抜けは生じなかったと考えられる。

３．２．２　実際の作業手順

北陸電力及び日立製作所の報告書の記載から、実際には上記の試験要領書とは異なる以下の手順で試験を実施したと推定される。

単体スクラム試験終了後、電気保修課作業者は発電課（当直）から、中央制御室において、代替停止機能試験に移行してよい旨の連絡を受け、代替停止機能試験対象制御棒（制御棒[１４－３１]）の準備作業にとりかかった。また、ほぼ同時期に中央制御室のメーカー作業員と現場のメーカー作業員で連絡が取られ、代替停止機能試験への移行について現場で連絡を受け、直ちに代替停止機能試験対象以外の制御棒の１０１弁及び１０２弁の全閉操作を開始した。ただし、この操作は上記要領書の（１）と（２）の後に行うべきものであった。

北陸電力の報告書によれば、中央制御室において、代替停止機能試験の準備のため、試験対象制御棒の１ノッチ引抜・挿入の操作を実施したが、同操作は冷却水ヘッダ圧力

の上昇のため適切に行われなかったとされており、制御棒駆動系駆動水流量を０にする前にＨＣＵの隔離作業に着手していたことを裏付けるものである。また、アラームタイパーの記録から、当該試験対象制御棒の引き抜きが行われたとは認められず、当該試験対象制御棒は全挿入されていたと考えられる。

現場における弁の閉操作は電気保修課作業員２名、メーカー作業員２名の計４名が並行して作業する形で行われた。全８９台のＨＣＵは、格納容器を挟んで南側と北側に約半分ずつ（南側４５台、北側４４台）設置されており、作業員４名はまず南側にてＨＣＵ隔離作業に着手したとされ、南側終了後、北側に移動し、同様にＨＣＵ隔離作業に着手したとされている。代替停止機能試験対象１本を除く８８本が隔離対象であり、このうち、制御棒３本の引き抜け発生当時、８３本までの隔離作業が終了し、残り５本のうち､引き抜けた３本(制御棒[３０－３９]､制御棒[２６－３９]及び制御棒[３４－３５])は１０１弁が閉められた状態、残り２本は１０１弁・１０２弁とも開状態であったと推定される。

３．２．３　管理上の問題点

当該試験の手順書や実際に行われた手順等に関しては、北陸電力が報告書において問題点を抽出するとともに、根本原因分析を実施している。その中で掲げられている項目については事故に至る経過等に照らしある程度妥当であると考えられるが、より掘り下げて原因分析を行うことが必要と考えられる項目もある。

保安院においては、北陸電力及び日立製作所からの報告を踏まえ、管理上の問題点として、以下の点を挙げる。

（１）手順書に沿わない作業の実施

代替停止機能試験においては、制御棒駆動系駆動水流量を０とする前にＨＣＵ隔離を開始したことが明らかであり、代替停止機能試験の手順書に沿って作業を実施しなかったことが、制御棒の想定外の引き抜け、ひいては臨界を招いた直接的原因である。

また、代替停止機能試験の直前に行われた単体スクラム試験においても、各単体スクラム試験終了後のアキュムレータの充てんを実施しないなど、単体スクラム試験の手順書に沿わない作業が行われていたことが確認されている。

原子炉施設の運転における安全は、手順書を遵守することが第一に守られるべき基本

的事項である。北陸電力は、この手順書を無視した作業が複数にわたり実施されたことについて、掘り下げた原因分析を行い、再発防止対策に結びつけることが必要である。

（２）初めての試験に対する不十分な準備

代替停止機能試験は、定例の試験では無く、北陸電力としては初めて実施する試験であった。特に代替停止機能試験は、ＨＣＵ隔離やスクラム機能の解除等を含むものであり、このような初めての試験に臨むには、手順書遵守の徹底はもちろんのこと、当該作業が潜在的に有するリスクの評価をあらかじめ慎重に行い、それを前提として従業員への適切な知見の付与を行っておくべきである。

また、北陸電力からの報告書によれば、メーカー作業員が手順を守らなかったとしているが、第一義的な安全確保の責任は電力会社にあり、自ら責任を持って試験を遂行する必要があり、そのためには、自ら適切な知見を有した上で、手順を遵守するとの取り組みが基本である。

（３）技術者としての姿勢

当該作業の現場においては、ＨＣＵ隔離操作を進めるに従い、圧力上昇に伴い弁操作が重くなるなどの兆候があったものの、手順の再確認を行うなどの対応がとられたとの報告はない。また、中央制御室において、試験対象制御棒の１ノッチ引抜・挿入の操作が冷却水ヘッダ圧力上昇のため適切に実施できなかった際にとられた対応についても、報告書に明確な記載はない。これらの兆候を捉えて作業を見直していたならば、臨界に至る前に何らかの対応ができた可能性も考えられる。

作業を進める上で異常の兆候が見られた場合に、いったん立ち止まって手順の確認等を実施することや異常を改善の糧としていくことは、技術者としては基本の対応であると考えられ、そのような対応がなされなかったことについて、十分な分析を行い、再発防止対策に結びつけることが必要である。

（４）社内における情報共有及び手順書承認プロセスの問題

当該試験の手順書は電気保修課及び品質保証担当が承認していたものであるが、代替停止機能試験は制御棒駆動やＨＣＵの隔離を伴うものであることから、ＨＣＵ隔離に伴う冷却水ヘッダ圧力上昇についての知見を有していたと考えられる発電課が、承認プロ

セスに含まれているべきである。また、このような臨界管理の観点から重要な知見は、一部局に止まることなく、原子炉主任技術者を含めて社内の関係者全体で適切に共有されているべきものである。

また、単体スクラム試験と代替停止機能試験を連続で実施するにあたり、試験効率を上げるため、日立製作所が北陸電力に対して複合手順メモを示しているが、同メモには制御棒駆動系駆動水流量を０にする旨の記載はなく不十分なものであった。同メモについては正式な承認行為が行われなかった一方、メーカー作業員及び北陸電力の作業員（電気保修課、機械保修課、発電課）で共有されていたとされており、位置づけが曖昧なまま関係者で共有され、手順の決定に影響を与えた可能性は否定できない。

（５）手順書策定におけるメーカーの役割

日立製作所は、ＨＣＵ隔離作業における冷却水ヘッダ圧力上昇防止対策として、リターン運転とするか制御棒駆動系駆動水流量を０とするかは、電力会社の選択によるものであるとしている。日立製作所が関与した他の電力会社の先行２プラントにおける代替停止機能試験においては、いずれもリターン運転が採用され、問題なく試験終了したとされている。一方、北陸電力は、同社において初めて代替停止機能試験を実施するにもかかわらず、制御棒駆動系駆動水流量を０にすることを選択した。

日立製作所においては、平成２年以降、他電力会社からの受託調査やＢＷＲ事業者とメーカーとの共同研究等を通じ、ＨＣＵ隔離による圧力上昇やそれに伴う制御棒の引き抜けの可能性があること、これを防止することは臨界防止の観点から重要であること、このために多くのケースにおいてリターン運転が提案されていることを知見として有しており、北陸電力に対し、より具体的な注意を促すなどの対応の余地があったと考えられる。

（６）不適切な手順書の取扱い

代替停止機能試験の手順書は日立製作所により平成１１年５月１３日に発行され、同年５月３１日に改訂版が、同年６月１７日に再改訂版が発行されたとされている。再改訂版においては、冷却水ヘッダを加圧させないよう流量調節弁を閉にすることが明示されているとともに、制御棒駆動系駆動水流量や冷却水ヘッダ圧力を確認する手順が追加されるなど、冷却水ヘッダ圧力上昇に関する部分が重点的に改訂されていること、更に

は、日立製作所から保安院に４月６日に提出された報告書においても、６月１８日の試験時には５月３１日付けの改訂版を用いて試験を実施したとの記載があることから、事故を踏まえて改訂し、日付を遡った可能性があり、厳密な管理がなされる手順書の取扱いとしては、極めて不適切であったと考えられる。

（７）不十分な手順書

事故時に使用したとされる５月３１日付けの代替停止機能試験の手順書においては、制御棒駆動系駆動水流量を０とした後に１０１弁及び１０２弁の閉操作を行う旨が記載されているものの、制御棒駆動系駆動水流量を０にする具体的手段については明記されておらず、また、冷却水ヘッダ圧力の上昇に関する注意等についても記載がなく、作業時に参照されるべき手順書としては十分なものであったとは言い難い。

すでに問題点としてあげた手順書の承認プロセスやメーカーの役割ともあわせ、適切な手順書を作成する体制について、改めて検討することが必要である。

（８）発電課の作業全般の不十分な把握

電気保修課は、代替停止機能試験に係る作業票（作業に関し発電課の許可を得るための文書）を発電課に手交する際、代替停止機能試験の手順書を添付しておらず、運転操作に責任を負う発電課が、代替停止機能試験の具体的手順や作業を把握していなかったと考えられる。電気保修課が手順書を添付していない問題に加え、発電課が、具体的な作業内容を確認することなく作業票を発効（電気保修課の作業を認めること。）し、事前に作業用タグを渡すなどしていた点は、重要な問題として指摘できる。

なお、電気保修課から発電課に提出された作業票には、１０１弁・１０２弁を閉とする作業が明記されていることから、仮に手順書が無かったとしても、発電課は、原子炉の安全に影響のある作業であることを認識し、手順書の提出を求めるなどの対応をすべきであった。

（９）曖昧な責任体制

一連の試験においては、単体スクラム試験を担当する機械保修課、代替停止機能試験を担当する電気保修課、制御棒駆動系を含む運転管理を実施する発電課、中央制御室及び現場にて北陸電力とともに作業を行う日立製作所の四者が関係していた。

しかしながら、先に述べたとおり、検査責任者が属する発電課による作業全体の把握が不十分だったことに加え、単体スクラム試験から代替停止機能試験への移行時の現場作業者への指示は、日立製作所の作業者間で連絡がとられたとされるなど、指揮命令系統や各人の責任が必ずしも明確でないまま作業が先行していたことがうかがわれる。

（１０）警報の不適切な操作

ＨＣＵ隔離において、冷却水ヘッダ圧力の監視は非常に重要な役割を有しており、単体スクラム試験中に解除されていた「原子炉・ＣＲＤ冷却水ヘッダ間差圧高／低」警報を、代替停止機能試験移行時に復旧させず、冷却水ヘッダ圧力が上昇した場合でも警報が出ない状況とされていたことは問題である。

警報の解除は、機械保修課の依頼を受けて発電課が実施したものであり、単体スクラム試験終了をもって、発電課において、除外を解除する措置をとるべきものである。

３．３　臨界事故の影響評価

臨界事故により燃料が破損に至った場合には燃料から放射性物質が放出され周辺環境に影響することから、北陸電力の報告書においてはまず燃料の健全性について検討がなされている。また事故時には原子炉格納容器内に作業員の立入りが可能な状態であり、かつ原子炉圧力容器のふたが開いている状態であったことから、作業員及び公衆への被ばく影響について検討がなされている。【図１１】これらの評価について、専門家の意見も聴取した上で、本臨界事故が及ぼす影響について整理する。

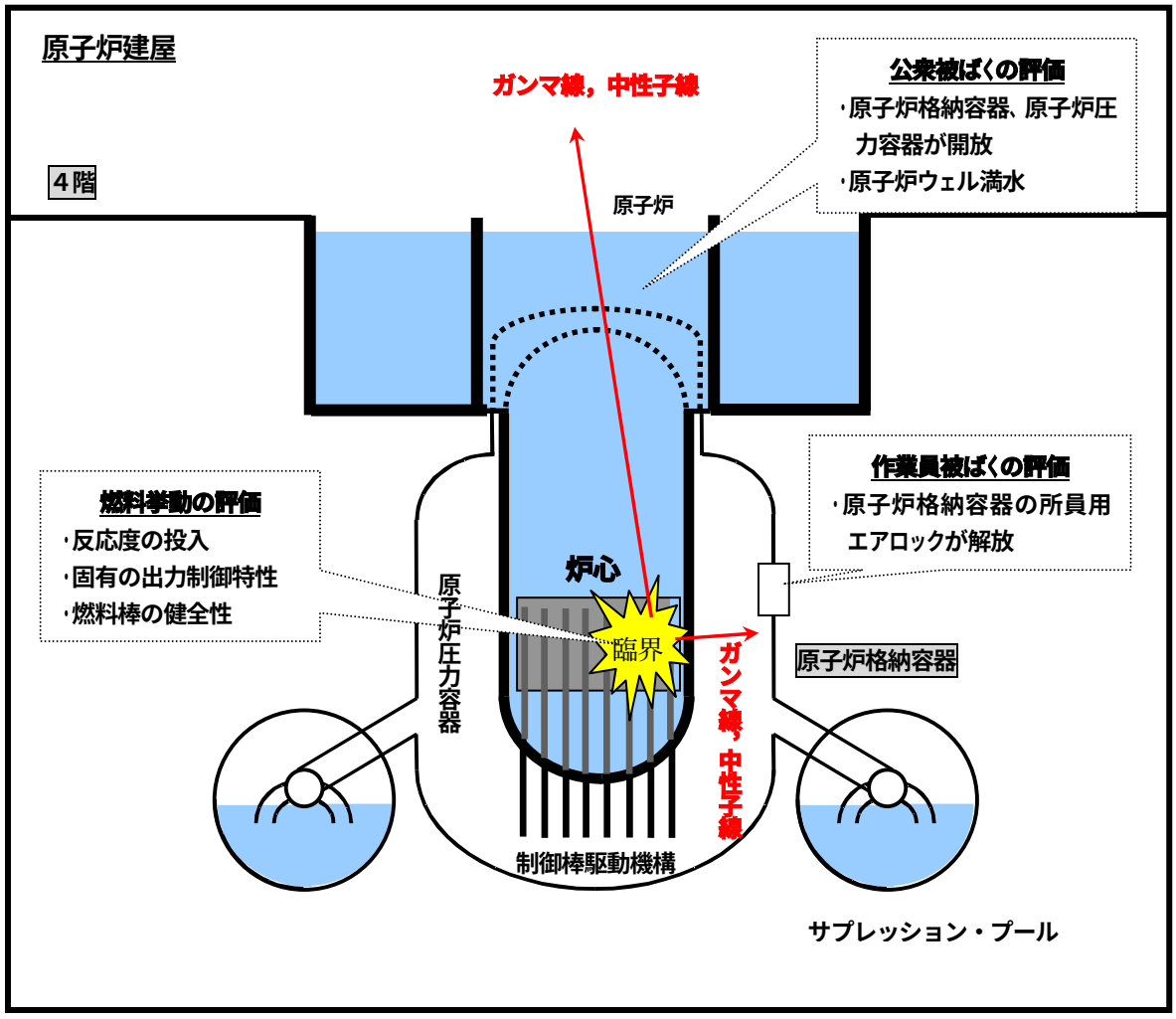


図１１　志賀１号機臨界事故影響評価の概要

３．３．１　燃料の健全性の評価

制御棒が引き抜けたことにより発生した核分裂反応の程度により、燃料の健全性による影響は大きく異なる。そのため、北陸電力は、反応度*の投入量について検討を行っている。

実際に投入された反応度を特定するためには、事故発生時の原子炉出力（＝炉心平均中性子束）の測定値が必要であるが、炉内中性子束モニタ（ＩＲＭ）は、臨界事故発生時に測定値が範囲を超えた状態となっていたことから、臨界事故発生時から約８分間の中性子束の測定値は存在しない。

そのため、北陸電力では、最終的に制御棒が引き抜けた位置と、事故発生後約８分経過した時点から再開した中性子束の測定結果を用いて、解析により反応度の投入量を推定している。その際、得られているデータを基にできるだけ幅広い状況について解析できるようにするため、制御棒の引き抜け位置を基にするものと、測定再開後の中性子束測定結果を用いるものとの２種類の方法で解析している。

また、臨界事故が燃料健全性に与える影響の程度は、反応度の投入量の他、制御棒の引き抜け速度によっても大きく異なる。そのため、北陸電力は、３．１．２（３）で述べた解析及びモックアップ試験によって制御棒の引き抜け速度について検討を行い、検討の結果得られた想定最大速度で解析している。

＊反応度

核分裂の進みやすさを表す指標。例えば、原子炉の出力を上げるときには、正の反応度を投入すると表現する。

北陸電力の解析の主な解析条件と解析結果を**【表１，図１２】**に示す。解析の結果は、通常の臨界となるケースでは、比較的緩やかな変動であり、原子炉自動停止信号発信後６秒で定格出力の約２％の出力上昇となっている。また、即発臨界*となるケースでは、原子炉自動停止信号発信後２秒で定格出力の約１５％まで出力が上昇しているが、燃料温度が高くなり核分裂反応を抑制する効果が大きくなることによってすぐに定格出力の約５％に低減し、さらに燃料温度が高くなることで定格出力の１％未満になっている。

どちらの解析結果についても、安全審査における運転時の異常な過渡変化の解析*の判断基準は十分満足していることから、燃料の健全性に影響を及ぼすものではなかったと

している。

＊即発臨界

核分裂で発生する中性子の種類としては、核分裂後すぐに発生する中性子と、遅れて発生する中性子がある。即発臨界とは、すぐに発生する中性子による臨界であり、出力の急激な上昇を伴うもの。通常は、核燃料から比較的遅れて発生する中性子を利用して、制御可能な状態で運転している。

*運転時の異常な過渡変化の解析

「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会）」にて評価することとされているもので、単一の故障若しくは誤動作等によって異常な状態となった場合でも、燃料が損傷しないこと、通常運転に復帰できる状態で収束することを確認する解析。

北陸電力志賀１号機臨界事故と類似するものとして、「原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き」がある。また、「運転時の異常な過渡変化」を超える異常な状態（事故）として原子炉施設の安全性を評価することとされているものに、「制御棒落下」がある。

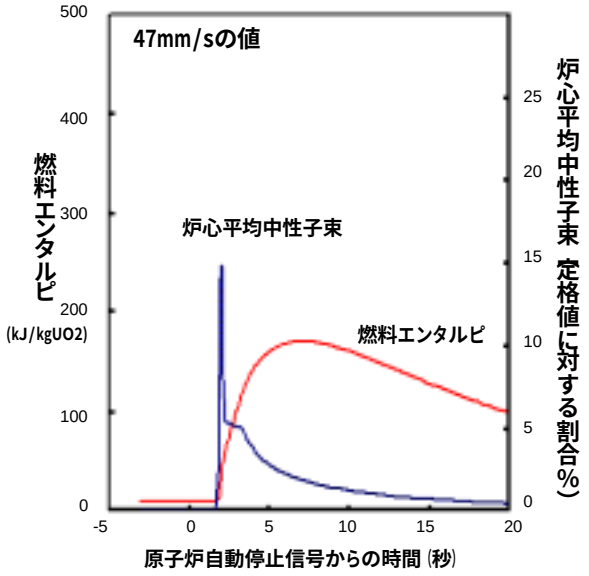
表１　解析結果

		投入制御棒反応度 [%Δk]	制御棒引き抜け速度 [mm/s]	燃料エンタルピの最大値 [kJ/kgUO_2] ([kcal/gUO_2])		ピーク出力部燃料エンタルピの増分の最大値 [kJ/kgUO_2] ([kcal/gUO_2])	
				解析値	判断基準	解析値	判断基準
今回の事故の解析	①	約 0.789	47	約 171 (約 41)	－	約 52 (約 13)	－
	②	約 0.5		約 93 (約 22)		－	
安全解析	起動時の制御棒の異常な引き抜き	約 0.5	91	約 126 (約 30)	358*1 (92)	－*2	(a) *3
	制御棒落下	1.5	950	約 830 (約 198)	963 (230)	－*2	－

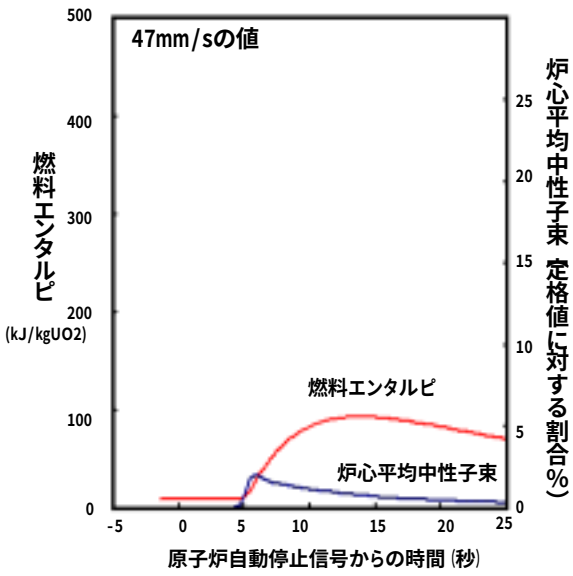
*1：ペレット燃焼度 40GWd/t 未満、なお、引き抜け制御棒周りの燃料 12 体のペレット燃焼度は全て 40GWd/t 未満。

*2：「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて（原子力安全委員会　原子炉安全専門部会）」は、燃料集合体最高燃焼度 55,000MWd/t を目標とした高燃焼度燃料の安全審査以降に適用。

*3：(a)；ペレット燃焼度 25GWd/t 未満の場合 460(110)、ペレット燃焼度 25GWd/t 以上 40GWd/t 未満の場合 355(85)



燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移
（0．789%Δkの場合）



燃料エンタルピ及び炉心平均中性子束の推移
（0．5%Δkの場合）

図１２　解析結果

３．３．２　被ばく影響に関する評価

臨界事故が発生した時間帯に管理区域に滞在していた６名は、被ばく上問題となる原子炉建屋４階及び原子炉格納容器内への立入りがなく、ポケット線量計でのガンマ線の測定及びフィルムバッジでの熱中性子の測定でも検出限界未満となっており、作業員への被ばく影響については、測定できていない高速中性子を考慮しても十分問題ないとしている。

さらに一般公衆に対する評価としても、排気筒モニタ及びモニタリングポストの記録によれば放射性希ガスの指示値に変動はなく、排気筒チャコールフィルタの

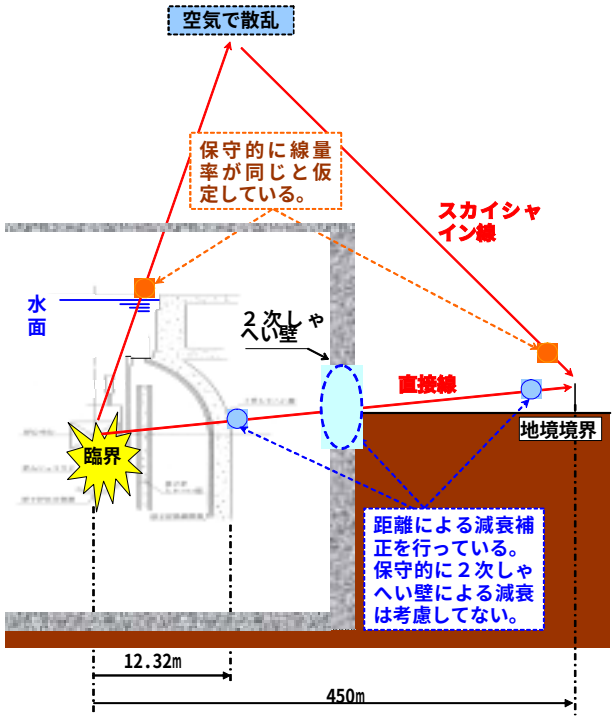


図１３　公衆被ばく経路の概念図

放射性ヨウ素等の測定結果でも検出限界未満となっていることから、放射性物質の放出がなかったことが確認されている。臨界による中性子の直接線、スカイシャイン線*【図１３】についても、原子炉圧力容器は開放状態にあったものの、冷却水により十分遮へいされた状況にあったこともあり、上述の解析で求めた原子炉出力を基に厳しい条件で評価した結果としても十分小さい値であった。【表２】

これらのことから、北陸電力は本件に係る被ばくの影響はなかったものとしている。

＊直接線、スカイシャイン線

原子力施設から放出している放射線で、直接線は原子力施設から直接到達するもの、スカイシャイン線はいったん上空に向かった放射線が、大気中の水分等により反射して到達するもの。

表２　直接線、スカイシャイン線の評価

	線量率（ミリシーベルト毎時）			線量（ミリシーベルト）
	中性子線	ガンマ線	合計	
直接線	5.3×10^{-10}	5.0×10^{-8}	5.0×10^{-8}	1.3×10^{-8}
スカイシャイン線	5.6×10^{-26}	1.5×10^{-8}	1.5×10^{-8}	3.7×10^{-9}
線量目標値	－	－	－	5.0×10^{-2}

・解析により求めた原子炉出力（ピーク値）を基に、臨界継続時間（１５分）を乗じて算出。

・直接線は原子炉建屋のコンクリート壁は考慮せず。

・スカイシャイン線は保守的に原子炉建屋４階における線量率を使用。

・線量目標値は「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針（原子力安全委員会）」における原子炉施設の通常運転時における周辺公衆の受ける線量についての目標値

３．３．３　保安院の評価

（１）北陸電力の検討に対する評価

臨界事故発生直後から約８分間の中性子束の測定値がないため、北陸電力の行った２種類の解析については、どちらがより実態に近い解析結果となっているかを評価することは難しい。

一方、解析では設置許可申請書で用いられている解析コードを用いて、解析条件の設

定としても基本的には設置許可申請書と同様に行っている。その上で、今回の事故特有の反応度投入量、制御棒引き抜け速度等については、得られている情報を基に厳しい想定で検討されており、解析方法は妥当なものと考えられる。

解析結果については、どちらの解析においても安全審査における異常な過渡変化の解析の判断基準を十分満足しており、結論としては、燃料の健全性に影響を及ぼすものではなかったと考えることができる。

作業員及び公衆への被ばく影響については、得られている情報を基に厳しい想定で検討されており、本件に係る被ばくの影響はなかったものと考えられる。

なお、臨界事故発生時に炉内中性子束モニタ（ＩＲＭ）の測定値が範囲を超えた状態となっていたのは、測定範囲の手動切換えが必要なためであるが、測定範囲が自動で切り替わる炉内中性子束モニタ（ＳＲＮＭ）が開発されており、各電力において、順次導入されているところである。

（２）国際原子力事象評価尺度（ＩＮＥＳ）

志賀１号機の臨界事故については、原子炉圧力容器のふたが開いた状況で反応度が投入された事象であるが燃料の健全性に影響を及ぼすものではなかったこと、管理上の問題があったこと等を総合的に考慮し、国際原子力事象評価尺度（ＩＮＥＳ）【別表１】におけるレベルとしては暫定的に２と評価した。

４．安全確保の体制についての評価

４．１　事故後の関係者の対応

事故後の関係者の対応については、北陸電力からの報告書によるほか、当院が北陸電力志賀原子力発電所及び北陸電力本店に対して実施した特別な保安検査で確認した関係資料等から事実関係の確認を行った。

４．１．１　事故発生に関する発電所関係者への第一報とその評価

（１）事故発生に関する発電所関係者への第一報

北陸電力の報告書によれば、当直長は事故発生後、関係者への通報を行わず、一連の初期対応を終えた後、発電課長に連絡している。発電課長が所長以下関係者に連絡し、関係者が発電所の緊急時対策所に集合した時点では、事故発生から、外部への第一報の目安である３０分を大幅に経過していたと思われる。

（２）保安院の評価

北陸電力の報告内容について検討した結果、事実関係は、概ね報告の内容のとおりであると考えられる。

事故発生の第一報は、「志賀原子力発電所　事故・故障等対応要領」では、当直長から夜間連絡当番者（当日は、品質保証担当課長）に連絡すべきところ、当直長から発電課長へ連絡されていた。この点については、初期対応における連絡のあり方に問題があったものといえる。

４．１．２　発電所（緊急時対策所）での検討及び意思決定とその評価

（１）発電所（緊急時対策所）での検討及び意思決定

北陸電力の報告書によれば次のとおりである。緊急時対策所において、事故発生に係る事実確認が行われた。出席者は各自の専門の違いもあり、この事象に対する理解は様々であった。

その後、外部への報告等に関する対応策が検討されたが、多くの出席者は、今回の事

故を対外的に報告した場合の重大さを十分認識していたと思われるとしている。

当時、志賀２号機の着工が、約２ヶ月後の平成１１年９月に控えており、今回の事故が外部公表となれば着工が延期されることは容易に予想され、また、事故発生４日前の平成１１年６月１４日、志賀１号機の非常用ディーゼル発電機のクランク軸にひびが発見され、この対策に追われていたところであり、１号機の立ち上げの目途が全く立っていない状況にあったとしている。

対応策の検討の議論では、「ノイズの可能性があるのでは」との発言がある一方、技術者担当者からは「臨界ではないか」との発言もあった。

最終的には「この事象が外部に出ると志賀２号機の工程に遅れがでる」との意見があり、発電所長は、本件はノイズによるものだとして社外に報告しないことを決断したとしている。原子炉主任技術者である発電所次長は、報告しないことに反対はしなかったとしている。

（２）保安院の評価

保安院としては、北陸電力の報告内容及び特別な保安検査の確認結果から、緊急時対策所における事実確認では、制御棒が抜け、中性子束を測定する検出器全てで中性子束が高くなったことにより原子炉自動停止信号が発信したこと、制御棒駆動水圧系を復旧したことにより全制御棒が全挿入されたことが確認されている。このことから、原子力発電所を設置する事業者である北陸電力は、臨界事故が発生したこと、法令に基づく国への報告対象であることを判断できたものと考えられる。

北陸電力は、法令に基づく国への報告対象であると認識しながら、志賀２号機の工程を優先することなどの理由から、原子力の安全確保のための初動を行わず、臨界事故を隠ぺいし、報告を行わなかったことは、原子炉等規制法の報告義務に違反するものであり、原子力発電所を設置する事業者として極めて不適切な行為であった。また、原子炉主任技術者も上司の決定に従うこととし、誠実に保安の監督の職務を遂行するという原子炉等規制法上の職務を果たしていないといえる。

４．１．３　社内関係部署との連絡とその評価

（１）社内関係部署との連絡

北陸電力の報告書によれば、発電所長が社外に報告しないことを決断した後、発電所、本店原子力部、東京支社及び石川支店の４者間でテレビ会議が行われた。テレビ会議では、発電所の考えとして「制御棒が過挿入により位置不明の表示となっていたこと」、「何らかのノイズにより炉内中性子束モニタ（ＩＲＭ）に信号が入ったこと」、「実際に出力が上がっていないことから、連絡対象でないこと」が説明され、誤信号であったとの結論が報告されたとしている。

本店等の出席者からは、発電所からの意見に対し、特に異論が出されることなく、テレビ会議は終了したとしている。

このことから、発電所の意思決定に対する本店の関与は認められなかったとしている。

（２）保安院の評価

志賀原子力発電所保安規定及び志賀原子力発電所事故・故障等対策要領では、事故発生の第一報については、発電所の夜間連絡当番者から本店等の関係者及び国の事故担当者に対して連絡することとなっている。

北陸電力の報告内容について検討した結果、テレビ会議が行われたこと、発電所の考えとして報告書の内容のとおり報告されたことは確認できた一方、発電所の意思決定に対する本店の積極的な関与の有無については確認できなかった。

保安院としては、当時の規定等に照らせば、報告において臨界事故が発生した事実を発電所から本店等へ報告しなかったこと、少なくともノイズにより信号が入ったためとして、起こった事態を事実通りに報告しなかったことに問題があったと考えるものである。

４．１．４　事故記録の改ざんとその評価

（１）事故記録の改ざん

北陸電力の報告書によれば、発電課長は、発電所中央制御室に行き、当直長らに対し、本事故は誤信号であるから、当直長及び運転員の引継日誌に本事故に関する記述をしな

いように指示したとしている。

また、本事故を隠すため、具体的に特定はできないが、所内のいずれかの者が炉内中性子束モニタ（ＳＲＭ、ＩＲＭ）の記録計チャートに「点検」と記載したとしている。

その他、今回の調査のために記録を確認したところ、中央制御室のアラームタイパーの原本が所在不明になっていたとしている。

（２）保安院の評価

特別な保安検査において、北陸電力の報告内容のほか、事故後の国への対応として、次の事項が決められていたことを確認した。

- 炉内中性子束モニタ（ＳＲＭ、ＩＲＭ）の記録チャートは、そのままとし、運転管理専門官が異常なグラフを見つけた場合は「点検」と回答すること。
- 当日（６月１８日）に実施を予定している、国の立ち会いの定期検査（原子炉停止余裕検査）は、予定どおりに実施すること。

保安院としては、臨界事故を隠ぺいするために、法定記録を含む各種記録を改ざんし、正しい記録を作成しなかったことは、法令への抵触を含め問題があったものと考える。

４．１．５　臨界事故後の措置とその評価

（１）臨界事故後の措置

北陸電力の報告書によれば、臨界事故の解明、原因調査及び再発防止対策等の検討・措置に関し、各個人が自ら成し得る範囲において個別に検討・対応を実施していたものの、組織だった対応は行われていなかった。また、事故の原因となった試験については、手順を改訂の上、３日後に実施した。

（２）保安院の評価

北陸電力において臨界事故の原因調査、設備の健全確認や再発防止対策等の検討が組織的に行われなかった理由としては、最初に事故を隠ぺいすることを決めてしまったため、表だった組織的な行動を行うことができず、臨界事故を重要なことと認識した一部の者が、個人のできる範囲内で実施していたものと考えられる。

保安院としては、臨界事故を隠ぺいするために、臨界事故の原因調査、設備の健全確

認や再発防止対策等の検討が適切にされていなかったことは、重大な問題であったと考える。

４．１．６　日立製作所の関与とその評価

（1）日立製作所の関与

日立製作所からの報告書によれば、臨界事故発生時、日立製作所の現場の試験関係者は、中央制御室からの指示により、臨界状態を収束させるため、全閉した挿入元弁（１０１弁）及び引抜元弁（１０２弁）を開に戻す作業を行った。その後、日立製作所の現地定検副所長、検査指揮者等が緊急時対策室の控え室で待機していたが、北陸電力側の結論を聞かされることなく、北陸電力から解散指示があり、日立定検事務所に戻ったとしている。

日立製作所の検査指揮者は、制御棒駆動機構の設計者に対して制御棒が引き抜けることについて問い合わせを行い、同設計者から、制御棒引き抜け事象の解明などの機械特性について回答を得たとしている。

また、北陸電力の炉心担当者からの電話での依頼を受けて、日立製作所の炉心設計者は、制御棒が全挿入状態から３本同時に全引き抜きになった場合の炉心解析等を実施し、北陸電力の炉心担当者へ回答したとしている。

（2）保安院の評価

日立製作所の報告内容について、北陸電力からの報告や特別な保安検査によって得られた資料等とも併せて検討した結果、本件事故処理の段階において、日立製作所の一定の関与があったことは認められるものの、日立製作所が本件につき臨界事故と認識していたことやそれを隠ぺいしたことについては確認できなかった。

しかしながら、事故のために中断した代替停止機能強化試験を６月２１日に改めて実施する際には、日立製作所は、冷却水ヘッダ圧力を上昇させないよう、より詳細な手順書を用意しており、６月１８日の事故時には、少なくとも、冷却水ヘッダ圧力上昇により制御棒引き抜けが発生していたことは認識していた。メーカーの活動は事業者との契約関係の下に制約されるものではあるが、事故を教訓として広く関係者で情報の共有を行うなど、メーカーとして何らかの対策をとる余地があったと考える。

なお、日立製作所は、再試験後の７月７日に、北陸電力に対して工事報告書を提出しているが、同報告書には６月２１日に実施した再検査の記録のみが添付されており、事故により試験が中断した６月１８日の記録は添付されていなかった。保安院としては、工事報告書等の記録については、施設の状況を把握する重要なものであることから、検査が不成立になった場合を含めて事実を記録すべきであると考える。

４．１．７　当時の国の対応

（１） 運転管理専門官の対応状況

臨界事故が発生した当時は、志賀原子力発電所担当の運転管理専門官（平成１２年７月に保安検査官制度が置かれる前のもの）２名が志賀町に常駐していた。

当時の運転管理専門官には、現在の原子力保安検査官のような法令に基づく検査の権限が付与されておらず、検査権限に基づく詳細な調査を行える状況ではなかった。

運転管理専門官の勤務は、緊急時対応を除いては昼間の勤務であるため、臨界事故が発生した時間帯には、発電所の作業に立ち会っていなかった。

また、運転管理専門官は、昼間の時間帯において、運転日誌、当直長引継ぎ日誌等についての確認を行っているが、これらの記録は、改ざんされていたため、結果として、運転管理専門官は臨界事故があったことを知ることができなかったと考えられる。

（２）定期検査の対応状況

事故発生後の同日（１８日）の午後、志賀１号機の定期検査（原子炉停止余裕検査）が電気工作物検査官２名により行われた。

原子炉停止余裕検査は、制御棒１本を全引き抜きにした状態で原子炉が臨界しないことについて炉内中性子束モニタ（ＳＲＭ）で確認を行っている。なお、本検査では、過去のデータの確認は行わない。

炉内中性子束モニタのチャートは、事故発生時間帯のチャート用紙を取り替え、新しい用紙と交換されていたため、電気工作物検査官は事故発生時のグラフは見ることができず、臨界事故があったことを認識できなかったと考えられる。

４．２　法令上の観点からの検討

これまでに北陸電力から報告のあった内容及び保安院が北陸電力に対して行った特別な保安検査で確認した内容を基に、臨界事故当時の原子炉等規制法及び電気事業法の法令遵守状況について確認を行った結果、問題があった点は以下に示すとおりである。

４．２．１　原子炉等規制法における法令遵守上の問題点

（１）臨界事故について国へ報告しなかったこと

原子炉設置者は、報告すべき事象が発生したときには、その旨を直ちに、また、その状況及びそれに対する処置を１０日以内に当時の通商産業大臣に報告する必要がある（原子炉等規制法第６７条第１項、実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（以下「実用炉規則」という。）第２４条）。

今回の臨界事故は、報告すべき事象のうち、少なくとも実用炉規則第２４条第１０号の「原子炉施設に関し人の障害（放射線障害以外の障害であって軽微なものを除く。）が発生し、又は発生するおそれがあるとき。」に該当するものであるが、当該規定に違反して、北陸電力は、国への報告を行わなかった。

（２）臨界事故について記録せず、また記録を改ざんしたこと

原子炉設置者は、原子炉の運転その他原子炉施設の使用に関して必要な事項について記録し、これを事業所に一定期間、備えておく必要がある（原子炉等規制法第３４条、実用炉規則第７条）。

今回の臨界事故について、北陸電力に保存してある記録を確認したところ、次の記録について、当該規定に違反して記録をせず、又は虚偽の記録がされていることが確認された。（①②の書類の実用炉規則における保存期間は１年であるが、事業者においては引き続き保存がなされていた。）

①事故当日の運転記録に、臨界事故により緊急しゃ断したことを記録しなかった。

②事故当日の当直長（運転責任者）の引継日誌に、臨界事故に係る記載をせず、「原子炉停止中」とのみ記録した。

③炉内中性子束モニタ（ＳＲＭ、ＩＲＭ）の記録チャートに描かれた臨界を示すチャートに「点検」と記入することにより、虚偽の記録をした。

④臨界事故が発生したにもかかわらず、原子炉施設の事故記録を作成しなかった。

（３）原子炉主任技術者が誠実に職務を遂行しなかったこと

原子炉主任技術者は、原子炉の運転に関する保安について、誠実にその職務を遂行する義務があるが（原子炉等規制法第４２条）、今回の臨界事故が発生した際には、発電所長が臨界事故を隠ぺいし、報告しないという方針を決定したことについて、原子炉主任技術者が特に反対せず、また、その事実を国や北陸電力の経営責任者に対して報告しなかったことについては、誠実にその職務を遂行するとの趣旨を理解していないと指摘せざるを得ない。

（４）保安規定を遵守しなかったこと

原子炉設置者及びその作業者は、保安規定を遵守する必要がある。（原子炉等規制法第３７条）

今回の臨界事故当時、北陸電力は、当時の通商産業大臣から平成１１年５月２１日に認可を受けた「志賀原子力発電所原子炉施設保安規定（４次改正）」により保安活動を行っていた。

当時の保安規定に基づき、今回の臨界事故における保安規定の遵守状況を確認した結果、北陸電力においては、次のような事項についての保安規定遵守上の問題があったことを当院は確認した。（詳細は、**【別表２】**のとおり。）

- 原子炉主任技術者は、臨界事故を報告しないことについて特に反対せず、保安の監督を誠実に行うことの任務を果たせなかったことなど。（第９条関係）
- 当直長の引継日誌に臨界事故の記載をせず、運転状況を的確に申し送らなかったこと。（第１４条関係）
- 原子炉が自動停止した異常時にもかかわらず、原因を調査し、原子炉施設の保安上必要な措置等を講じなかったこと。（第４２条関係）
- 原子炉自動停止（スクラム）後の再起動にあたり、第４２条の調査結果に基づく原子炉の起動承認を行わなかったこと。（第４３条関係）
- 関係記録について、事故当日の運転記録に、臨界事故により緊急しゃ断したことを記録しなかったことなど、記録をせず、虚偽の記録がされていたこと。（第９０条関係）
- 発電所長は、本店原子力部長に対し、保安上重要な事態である臨界事故について、事

実を報告していなかったこと。（第９１条関係）

４．２．２　電気事業法との関係

（１）技術基準適合性

電気事業法では、事業用電気工作物の設置者に対し、事業用電気工作物を技術基準に適合するよう維持することを求めている。北陸電力は、今回の臨界事故を隠ぺいしたために、臨界事故により影響があると考えられる燃料集合体や制御棒駆動機構の技術基準適合性について十分確認を行わなかった。しかし、臨界事故発生後に実施した制御棒駆動系機能検査の結果、判定基準を満たしていたことや、その後の運転において、燃料集合体の破損は起きていないことから、結果として技術基準に適合していたものと考えられる。

なお北陸電力においては、自主的に、臨界事故により影響のあった制御棒駆動機構等の技術基準適合性の確認を行っている。現在までに燃料集合体９体について外観の確認を行い、その結果、技術基準上の問題はなかったことを確認しており、今後、残りの燃料集合体及び制御棒駆動機構について、引き続き確認を行うこととしている。

（２）定期検査

今回の臨界事故は、第５回定期検査の期間中に発生したものであり、臨界事故の発生後に制御棒駆動機構及び炉心に係る検査として、原子炉停止余裕検査、制御棒駆動系機能検査を実施している。当時の検査記録について確認を行ったところ、いずれも判定基準を満たしており、また臨界事故を隠ぺいしたことが検査結果に影響を与えないことを確認した。

このため、定期検査における問題は、特になかったものと考えられる。

５．安全対策の総点検の評価

平成１９年３月１５日の北陸電力からの報告を受け、保安院は北陸電力に対し、原子炉を早急に停止して、安全対策の総点検を行うよう指示を行っている。

これを受け、北陸電力から４月６日付けで提出された報告書において安全対策の総点検への取り組みが記載されている。

ここでは、安全対策の総点検の取り組みについて評価を行う。

５．１　安全対策の総点検の概要と実施状況

北陸電力から提出された安全対策の概要及び総点検の取り組み概要は以下のとおり。

（１）作業管理上の総点検（１、２号共通）

①品質管理要領の点検・改善

運用管理面の対策について、全ての点検・試験への展開を図るため、関連する全ての品質管理要領の改善を行い、改善後の品質管理要領に照らして作業管理の改善を実施する。

②手順書等の点検・改善

改善された品質管理要領と手順書との照合を行い、不備が発見された場合は手順書の改善を行う。

（２）臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検

①分解点検等による設備の点検

臨界事故により直接影響を受けた制御棒、制御棒駆動機構、水圧制御ユニット設備について、分解点検等により健全性の確認を行う。

②燃料の外観点検による健全性確認

引き抜けた制御棒の周囲の燃料１２体について、外観点検を実施し健全性を確認する。

このうち、品質管理要領の点検・改善については、①手順の確認、②手順書が適切に確認されているか、③複数課作業の調整確認について、操作手順及び運用管理面の改善が既に実施され終了したとしている。また、手順書等の点検・改善については、臨界防止に係る設備のうち、制御棒駆動系に係る工事要領書１５件について、臨界事故の発生

防止が図られていることを確認し、引き続き制御棒駆動系以外の臨界防止に係る設備についての手順書等の点検を実施するとしている。

また、臨界事故で直接影響を受けた可能性のある設備の点検については、今後、分解点検等により健全性を確認するとしており、燃料の外観点検による健全性確認については、１２体のうち９体の外観点検を終了し健全であることを確認したとしている。

５．２　保安院の評価

北陸電力による安全対策の総点検の点検項目のうち、品質管理要領及び手順書の点検・改善については、保安院としてもその実施を要求するとともに、実施状況を確認する。

北陸電力は、４月２０日の時点では、品質管理要領の点検・改善は終了し、引き続き手順書等について確認を進めている。点検・改善のための作業プロセスの妥当性については特別な保安検査において確認した。保安院としては、引き続きその実施状況を確認していく。

６．再発防止対策

北陸電力から保安院に対しては、３月１５日に事故の概要報告がなされ、３月３０日には事実関係、根本的な原因、技術的な再発防止対策について、また４月６日には抜本的な再発防止対策について報告がなされている。

以下では、それらのうち北陸電力の技術的な再発防止対策及び抜本的な再発防止対策について、保安院としての評価を行う。

６．１　根本原因分析の状況と保安院の評価

６．１．１　根本原因分析の状況

北陸電力での根本的な原因の分析は、志賀１号機事故調査対策委員会の下に設置された「事実関係・原因究明部会」（主に原子力部門以外のメンバーで構成）において、「臨界事故が発生した原因」と「臨界事故を隠ぺいした原因」の２つに大別して検討が行われ、それぞれについて根本原因が抽出されている。抽出プロセスは以下のとおりである。

①臨界事故が発生した原因

事実確認の時系列から臨界事故が発生するに至った問題点を抽出し、更に、「定検作業で原子炉臨界が発生した」ことを出発点として、背後要因関連図で背後要因を分析し、「現場作業管理上の原因」と「設備上の原因」を根本原因として整理している。

②臨界事故を隠ぺいした原因

事実確認の時系列から臨界事故を隠ぺいすることに至った問題点を抽出し、更に、「原子炉臨界事故を隠ぺいした」ことを出発点として、上記と同様に、背後要因を分析し、「経営者の責任」、「工程優先意識」、「真実究明からの逃避」、「意思決定に係る閉鎖性と決定プロセスの不透明性」、「議論できない組織風土」の５つを根本原因としている。

６．１．２　保安院の評価

北陸電力の根本的な原因の分析は、中立性・客観性を確保し、かつ、論理性をもった手法を用いて実施している。また、分析にあたっては、ヒアリング等の結果から事実確認の時系列を作成し、問題点を抽出している。

しかし、例えば、事実確認の時系列から、「関係者が試験手順書の重要性を理解せず、

試験手順を把握しないまま試験を開始したこと」や「現場での弁操作が重くなり両手で操作しないと動かなくなっていたといった明らかに異常な状態が発生していることに、電気保修課員等が疑問をもたなかったこと」なども問題点として抽出し、分析すべき課題と考えられることから、さらに背後要因関連図による評価を含め、根本的な原因を特定し、再発防止対策の検討を行う必要がある。

６．２　技術的な再発防止対策の状況と保安院の評価

６．２．１　再発防止対策の検討状況

北陸電力は、臨界事故が起こった原因として抽出された問題点及び根本原因に関し、事故があった平成１１年以降既に実施されている施策も勘案した上で、技術的な対策を策定している。

対策については、「操作手順に係る改善策」及び「設備対策」を柱として、「操作手順に係る改善策」については、①操作手順の改善、②作業管理面の改善を基本方針として、「隔離手順が臨界防止措置を考慮したものでなかったことに関する改善」、「手順書の承認及び適用に関する改善」等の８項目からなる再発防止対策を策定している。

「設備対策」については、「警報が示す内容の明確化」の１項目が策定されている。

６．２．２　再発防止対策の実施状況

これらの対策については、設備対策が本年７月までを目途に行われること等を除いては、４月２０日の時点で誤った操作が行われた弁への施錠や注意書きの表示を含め、大半が既に実施されていることを保安院の特別な保安検査において確認している。

６．２．３　保安院の評価

保安院としては、当院がこれまで行った分析に照らし、北陸電力による技術的な再発防止対策については、当然のものと考える。

技術的な再発防止対策として、「操作手順の改善」、「手順書の承認及び適用に関する改善」、「試験における役割分担の明確化に対する改善」等を掲げ、平成１９年４月に実施するとしているが、これらは臨界事故発生の根本原因に照らし、極めて重要な改善策を取りまとめたものであり、「再発防止対策検証委員会（仮称）」等において、実施状況や

その効果・定着度について評価を受けることが必要である。

保安院としては、これら再発防止対策の実施状況について引き続き確認していく。

６．３　抜本的な再発防止対策の状況と保安院の評価

６．３．１　再発防止対策の検討状況

北陸電力は、「臨界事故が発生した根本的な原因」及び「臨界事故を隠ぺいした根本的な原因」を踏まえて、抜本的な再発防止対策を策定したとしている。

具体的には、「安全文化の構築」や「隠さない企業風土づくり」を目指したものとなっており、「安全文化の構築」については、①経営トップからの「安全最優先」の強力な意思表明、②地域と一体となった事業運営を目指した原子力本部の設置、③原子力を支える体制づくり、④安全・品質管理の強化を基本方針とする「経営計画の中での安全最優先の経営トップの意思表明」、「本店原子力部及び原子力安全推進室の石川県への移転」、「発電所内の組織強化・増員」及び「社長直属の品質管理部の設置による原子力品質管理の徹底」等の９項目からなる再発防止対策が策定されている。

また、「隠さない企業風土づくり」については、隠さない仕組みの構築及び企業倫理最重視への意識改革を基本方針として、「迅速かつ確実な対外通報・報告体制の整備」、「原子炉主任技術者の地位と権限の強化」、「コンプライアンスマインド変革研修」、「原子力部門と他部門との人事交流の活発化」等の１２項目からなる再発防止対策が策定されている。

６．３．２　再発防止対策の実施状況

これら北陸電力の２１項目の再発防止対策については、アクションプランに基づき着実に推進し、その実施状況は外部有識者を含む「再発防止対策検証委員会（仮称）」を新たに設置して、評価・検証し、その結果、必要な場合には改善を図っていくとしている。更に、これら一連の取り組み内容については、関係自治体や地域に対して、随時、情報提供を行うとしている。

６．３．３　保安院の評価

臨界事故を踏まえ、社長自ら「隠さない風土と安全文化の構築に向けた決意」をメッ

セージとして全社員に対して発し、トップマネジメントの下で根本的な原因分析や再発防止対策の検討が行われていることは評価できる。

また、２１項目からなる個別の再発防止対策については、根本的な原因分析結果を踏まえて策定されたものであり、その実施とフォローアップについても検討が行われており、概ね妥当なものと判断する。

しかし、再発防止対策を全社的に的確かつ確実に実施していくためには、以下の点については、更なる検討が必要と考える。

（対策全般）

①社長からのメッセージが社員の各階層でしっかりと理解され、浸透するための工夫が必要である。

②再発防止対策の実現に向けたプロセスが具体的に示されていないことから、実現可能性を十分に考慮したアクションプログラムを作成し、実施していくことが必要である。取り組むべき課題の緊急度、重要度、組織能力に応じて実施時期を的確に設定するとともに、実施状況を的確に評価し、問題点を改善する活動を継続的に進めていくことが必要である。

特に、「安全文化の構築」や「隠さない企業風土づくり」のうち、意識改革の程度や教育効果などを確認していくことが重要な対策については、具体的な評価指標等を設定し、管理することが必要である。

③実施状況やその効果・定着度の定期的な評価を行うための「再発防止対策検証委員会（仮称）」においては、客観性を担保するとともに、委員会の透明性を確保することが必要である。

（個別対策）

①原子力を支える体制作りにおいては、原子力発電の業務を支えるプロ（個人として自律性をもって正しい方向にもっていける人間）を育成する仕組み作りについても検討が必要である。

②情報公開に関して全ての異常事象を国に通報すること、また発電所情報の国等への伝送が掲げられている。しかしながら、そもそも原子力発電所の安全に第一義的な責任を有する事業者として大切なことは、発生したそれぞれの事象について自らの技術力に基づいて客観的な判断を行った上で、その判断を一般に公開することであり、こうした意識のもとに必要な対策を具体化していくことが必要である。

III　その他の原子炉停止中の想定外の制御棒引き抜け事象

北陸電力志賀１号機での臨界事故が明らかとなった後、他の電力会社においても原子炉停止中の想定外の制御棒引き抜け事象が発生していることが判明している。以下では、北陸電力志賀１号機での臨界事故との関連性、類似事象が継続的に発生した問題点について述べる。

１．事象の概要

判明している原子炉停止中の想定外の制御棒引き抜け事象について、事象の概要、発生時の状況、発生原因、再発防止対策等を整理した。**【別表３】**北陸電力志賀１号機以外に判明している事象全９件のうち、北陸電力志賀１号機と類似する制御棒駆動水圧系に関する事象は７件あり（以下の①～⑦）、その他２件（以下の⑧、⑨）は作業に係る電源系の安全処置に関する事象である。各事象についての概要は以下のとおり。

（１）北陸電力志賀１号機と類似する制御棒駆動水圧系に関する事象

①東京電力福島第一３号機における制御棒５本引き抜け事象（昭和５３年１１月２日）

ノンリターン運転でのＨＣＵ隔離作業中であり、北陸電力志賀１号機と同様、臨界に至った事象である。昭和５３年の事象で情報が限られているが、東京電力が調査依頼した社外弁護士調査団における調査の結果等から、東京電力において事象の再現解析が実施されており、臨界に至ったものとの結論となっている。また、解析結果から、原子炉の出力変化は緩やかで、燃料が破損するおそれはなかったものとされている。

また、原子炉圧力容器のふたは閉められた状況にあり、放射性物質の放出を抑制する機能は十分確保されていた。

しかしながら、臨界状態にあった際の当直が状態監視を怠り、最大で７時間半もの間臨界状態を継続させていたものとされており、運転管理上の問題もある。

さらに、本件は所内報告・公表の未実施及び運転日誌等が改ざんされたとされている事例である。

②東京電力福島第一５号機における制御棒１本引き抜け事象（昭和５４年２月１２日）

この事象については、ノンリターン運転でのＨＣＵ隔離作業中であり、事象としては北陸電力志賀１号機と同様と考えられる。原子炉格納容器及び原子炉圧力容器のふたは開いていたが、引き抜けた制御棒は１本であり、臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

③東京電力福島第一２号機における制御棒１本引き抜け事象（昭和５５年９月１０日）

全制御棒についてＨＣＵ隔離の状態での事象とされている。制御棒駆動水圧系の運転状態としてはノンリターン運転であり、北陸電力志賀１号機と同様に冷却水ヘッダの圧力が上昇したことによるものとされている。圧力の制御棒駆動機構への伝達は１０２弁のシートリークとされている。なお、原子炉格納容器及び原子炉圧力容器のふたは閉まっており、本事象では臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

④東北電力女川１号機における制御棒２本引き抜け事象（昭和６３年７月９日）

ノンリターン運転でのＨＣＵ隔離からの復旧作業中の事象である。北陸電力志賀１号機と同様に冷却水ヘッダの圧力が上昇したことによるものと考えられるが、１０１弁、１０２弁を開く作業であり、駆動ピストンへの圧力のかかる状況が多少異なる。本事象においては、１０２弁を開とした状態で、過大な圧力がコレットフィンガ下面にかかり、制御棒を保持した状態でコレットフィンガが持ち上げられ、強制的なコレットフィンガの開動作が起こったものと考えられる。なお、原子炉格納容器及び原子炉圧力容器のふたは閉まっており、本事象では臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

⑤中部電力浜岡３号機における制御棒３本引き抜け事象（平成３年５月３１日）

ノンリターン運転でのＨＣＵ隔離からの復旧作業中の事象である。北陸電力志賀１号機と同様に冷却水ヘッダの圧力が上昇したことによるものと考えられるが、１０１弁、１０２弁を開く作業中に、１０２弁を開とした状態で過大な圧力がコレットフィンガ下面にかかり、制御棒を保持した状態でコレットフィンガが持ち上げられ、強制的なコレットフィンガの開動作が起こったものと考えられる。原子炉格納容器及び原子炉圧力容器のふたは開いていたが、臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

⑥東京電力福島第二３号機における制御棒２本引き抜け事象（平成５年６月１５日）

ＨＣＵ隔離作業中、ノンリターン運転からリターン運転に切替えるタイミングが遅れたため、冷却水ヘッダの圧力が上昇したことによるものとされている。なお、原子炉格納容器及び原子炉圧力容器のふたは閉まっており、本事象では臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

⑦東京電力柏崎刈羽１号機における制御棒２本引き抜け事象（平成１２年４月７日）

ＨＣＵ隔離作業前にリターン運転とするための弁の開操作が不十分であったため、冷却水ヘッダの圧力が上昇したことによるものとされている。原子炉格納容器のふたは開いていたが原子炉圧力容器のふたは閉じており、臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

（２）電源系操作に関する事象

⑧東京電力福島第一４号機における制御棒３４本引き抜け事象（平成１０年２月２２日）

原子力圧力容器耐圧試験を実施していたところ、安全処置として実施していた電源隔離を復旧したことにより、逃し安全弁が動作し、急激な炉圧低下によって、それまで均衡していた炉圧と制御棒駆動機構の冷却水圧力とに差圧が生じたこと、同様にコレットフィンガ部にも差圧が生じたこと、また過流量防止のための流量調整弁が閉動作したため挿入側の流量が減少したことから、制御棒が引き抜けに至ったものである。引き抜け発生の理由としては、北陸電力志賀１号機と同様に、炉圧と制御棒駆動機構の冷却水の圧力とに差圧が生じたことであるが、本件は炉圧側の問題であり、炉圧低下要因である逃がし安全弁の安全処置の方法を改善することで対処できるものである。原子炉格納容器のふたは開いていたが原子炉圧力容器のふたは閉じており、臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

⑨東京電力柏崎刈羽６号機における制御棒４本引き抜け事象（平成８年６月１０日）

東京電力柏崎刈羽６号機はＡＢＷＲであり、制御棒駆動機構の構造が北陸電力志賀１号機とは異なる。事象の発生原因としては、制御棒動作に関連する制御装置の試験を行

う際の安全処置が不十分であったことによるものである。原子炉格納容器のふたは開いていたが原子炉圧力容器のふたは閉じており、臨界には達していない。また、データ改ざんは確認されていない。

（３）停止中の想定外の制御棒誤挿入事象

平成１９年３月３０日に保安院に提出されたデータ改ざんに係る調査結果報告の中には、引き抜けの他、誤挿入となった事象も含まれている。発生要因は多様であるが、北陸電力志賀１号機やその他の引き抜け事象と類似するＨＣＵ隔離時または隔離復旧時にノンリターン運転としていたことから発生している事例が複数見られる。これらは冷却水ヘッダの圧力が制御棒引き抜けを生じるほどの圧力になる前に当該事象が発生し、状況を把握して早期に対応したことにより引き抜け事象とならなかったものと考えられる。

２．管理上の問題と対策状況

判明している原子炉停止中の想定外の制御棒誤動作事象について、発生当時に用いられていた手順書及び手順の観点から改めて整理する。【別表４】

なお、北陸電力志賀１号機と類似する上述の①～⑦の７件の事象については、何れも東芝によってプラントの保守点検が行われていたものである。しかしながら、保安院の求めに応じて提出された東芝の報告書によれば、ＨＣＵ隔離作業は電力会社側でなされる作業であり、いずれの事象についても、隔離等の手順・操作に東芝が関わったという事実は確認されなかったとしている。

（１）北陸電力志賀１号機と類似する制御棒駆動水圧系に関する事象

①東京電力福島第一３号機における制御棒５本引き抜け事象（昭和５３年１１月２日）

②東京電力福島第一５号機における制御棒１本引き抜け事象（昭和５４年２月１２日）

③東京電力福島第一２号機における制御棒１本引き抜け事象（昭和５５年９月１０日）

当時の手順書はいずれも確認できておらず、事象発生当時どのような知見の下に作業が行われていたかは不明である。東芝の報告書によれば、プラント建設時に電力会社に提出した取り扱い説明書には適切な操作手順が記載されていたとしているが、その内容は一般的なものであり、ＨＣＵ隔離作業に伴う冷却水ヘッダ圧力の上昇等を把握した上

で作業が行われていたかどうかは不明である。

なお、東京電力福島第一原子力発電所においては、これらの事象を受け、昭和５６年４月に手順書にＨＣＵ隔離時の注意事項を記載し、昭和５６年６月に「制御棒駆動水圧装置完全隔離手順について」を発出し、手順の周知と手順の変更の徹底を図ったとしている。さらに昭和６２年１０月にはＨＣＵを隔離する場合はリターン運転とすることが周知されたとしている。

また、東京電力福島第一原子力発電所においては、平成初頭までに、本件事象に関し、複数回、東芝に調査依頼をしている。

④東北電力女川１号機における制御棒２本引き抜け事象（昭和６３年７月９日）

当時の手順書は確認できておらず、当時どのような知見の下に作業が行われていたかは不明である。また、先の東京電力の対応が、東北電力に共有されていたか否か不明である。本件事象を踏まえ、東芝から東北電力に対し、リターン運転の推奨が行われた。

なお、東北電力においては、平成元年に原子炉設備運転手順書を改正しており、その中でＨＣＵを隔離する場合はリターン運転とすることが記載されている。

⑤中部電力浜岡３号機における制御棒３本引き抜け事象（平成３年５月３１日）

当時の手順書は確認できておらず、当時どのような知見の下に作業が行われていたかは不明である。また、先行事例が、中部電力に共有されていたか否か不明である。本件事象を踏まえ、東芝から中部電力に対し、リターン運転の推奨が行われた。

なお、中部電力においては、平成４年に「原子炉停止時の安全措置」を制定し、制御棒駆動水ポンプ停止とリターン運転について記載したとしている。

平成５年には、ＢＷＲ事業者と日立製作所及び東芝との共同研究が行われ、東芝においては、ＨＣＵ隔離時の冷却水差圧監視及びリターン運転実施の推奨がなされている。また、日立製作所においては、平成５年に委託研究の形で日本原子力発電に対してリターン運転の提案がなされている。

その後、東京電力においては、平成５年、平成６年に、「原子炉プラント停止中の安全管理要領」を制定し、停止中の未臨界の確認について定めている。

⑥東京電力福島第二３号機における制御棒２本引き抜け事象（平成５年６月１５日）

当時の手順書は確認できていないが、東京電力においては、①～③の事象後の対応等を受け、平成２年には、ＨＣＵ隔離時のリターン運転について「定検時安全措置検討タスク報告書」に記載があることから、本件に関する知見が明確になっていたと考えられる。本事象は、原子炉戻り配管の弁を開けるタイミングが遅れたために引き抜けが発生したものとされている。

東京電力福島第二原子力発電所は、本事象を受け、当該機の手順書にリターン運転の実施とＨＣＵ隔離・復旧手順を追記したとしている。さらにその後、ＨＣＵ隔離に伴う冷却水ヘッダ圧力の上昇により制御棒引き抜けのおそれがあることを「プラント停止中の安全確保運用マニュアル」に明記したとされている。

東京電力においては、その後平成９年までに、同社の他の原子力発電所の手順書においても同様の趣旨を記載したとしている。

⑦東京電力柏崎刈羽１号機における制御棒２本引き抜け事象（平成１２年４月７日）

⑥の事象への対応を踏まえた手順書が整備されていた中で発生した事象であり、原子炉戻り配管の弁の開操作が適切になされないために発生した事象である。本事象を受け、運転員にリターン運転の重要性について周知したとしている。

（２）電源系の安全処置に関する事象

⑧東京電力福島第一４号機における制御棒３４本引き抜け事象（平成１０年２月２２日）

安全処置として実施していた電源隔離の復旧時に発生した事象であり、安全処置の復旧時に操作の影響を十分検討することを徹底し、安全処置を共通の電源ではなく、個々の電源で実施するように手順を見直している。

⑨東京電力柏崎刈羽６号機における制御棒４本引き抜け事象（平成８年６月１０日）

制御棒動作に関連する制御装置の試験を行う際の安全処置が不十分であったことにより発生した事象であり、駆動電源と制御電源の両方を隔離することとしている。

３．現在の手順書の状況

現在においては、制御棒を水圧駆動とする方式の全ての６社１０発電所*のＢＷＲプラントにおいて、隔離時における冷却水ヘッダ圧力の上昇を回避するため、リターン運転を適用することなどの管理手順が定められていることを確認した。

また、実際の作業において、これらの手順を確実に実行することが必要であることから、保安院としてＢＷＲ事業者に対し、作業時の確認事項の強化など、定めた手順が確実に実行されるような措置を講じるよう、本年３月１９日に改めて指示した。

＊６社１０発電所：東北電力（東通、女川）、東京電力（福島第一、福島第二、柏崎刈羽）、中部電力（浜岡）、中国電力（島根）、日本原子力発電（敦賀、東海第二）、北陸電力（志賀）

４．類似事象が継続的に発生した問題点

発生した事象の事後対応としては、原因究明、再発防止対策の立案・実施、情報共有及び予防処置を行うことが重要である。北陸電力志賀１号機の臨界事故を除けば、概ね原因究明や再発防止対策がなされていたものの、他の電力会社等との情報共有及び予防処置が講じられていなかった。

ＨＣＵ隔離に伴う冷却水ヘッダ圧力の上昇に関する知見は、平成初頭までは、一電力会社内、若しくは一電力会社とメーカーの間に情報共有が限定されており、全ＢＷＲ事業者及び全メーカーが共通の知見を得たのは平成５年の共同研究の結果が共有された以降と考えられる。

（１）電力会社における問題点

一連の制御棒引き抜け事象は、個別プラントや個別電力会社の知見がより早い段階で共有されていれば、同様の事象の発生を低減させられる可能性は十分にあったものと考えられる。そのため、電力会社においては、今後、類似事象を未然に防止するため、情報共有及び予防処置の充実を図り、原子力の安全確保に、より一層努める必要がある。

また、メーカーは顧客である電力会社との契約関係下での活動に限定されることから、運転管理も含めた全体的な状況の把握と事象への対応を十分図ることができるよう、電力会社側の対応として、調達管理の中で明確化するなどにより、メーカーの技術的能力を有効に活用する取り組みが重要と考えられる。

（２）メーカーを含めた問題点

日立製作所からの報告書によれば、平成５年の共同研究によってＨＣＵ隔離時の冷却ヘッダ圧力の上昇及び制御棒引き抜けの可能性についてＢＷＲ事業者及びメーカーにおいて情報共有がなされたとしているが、日立製作所は、その後に志賀１号機での臨界事故に関係していた。また、事故当時、日立製作所社内での不適合管理は製品不良に係るものに限定しており、手順等のミスに関する事例は扱わず、よって情報共有、是正処置及び予防処置等も実施しなかったとしている。このため、情報共有した知見に対して社内での情報共有、予防処置等の対応がなされていたかどうかは疑問である。

東芝からの報告書によれば、電力会社の求めに応じて随時リターン運転等の推奨を行うとともに、平成５年には改造提案を行うなどを実施してきたとのことであるが、提案先としては、当該事象を経験したプラントを有する事業所のみに限られている。また、実際の運転手順等は電力会社の業務範囲であることから状況は知り得ず、積極的な提案はできる状況になかったとしている。このような対象を限定した対応は、メーカーとして実施すべき安全向上に係る活動を阻害し、また電力会社とメーカーを含む原子力業界全体としての取り組みとしては問題がある。

メーカーにおいては、公共の安全を確保する上では、原子力安全に係る情報を積極的に公開し、運転管理も含めた全体的な状況の把握と事象への対応を十分図ることができるよう取り組むことが求められる。「原子力施設情報公開ライブラリー（ニューシア）」による情報共有の強化、電力会社とメーカーがともに参画するＢＷＲ事業者協議会における情報共有活動の取り組みがなされているところであり、これらの活動を精力的、実効的に実施することが求められる。

その中で、メーカーとして実施すべき安全向上に係る活動が積極的に行われ、製造者としての責任、保守点検事業者としての責任を十分果たすことが必要である。その際、メーカーから電力会社へ情報提供するにあたっては、操作手順等のみを伝えるのではなく、なぜ当該手順をするのかという理由を含めて、注意喚起を明確に行うことが重要である。

５．海外で発生した制御棒に関連する事象

海外で公表されている事例においては、ＨＣＵ隔離作業又は隔離復旧作業中に、制御棒自体を操作する意図が無い状況で発生した事象は見あたらない。商業発電用沸騰水型軽水炉において予期せず臨界に到達した事象としては６件公表されており、うち３件は原子炉停止中のものである。**【別表５】**しかし、いずれも制御棒の引き抜きあるいは挿入操作をしている際に発生したものであって、今般の国内事象とは性質の異なるものであり、今回判明した国内事象の未然防止に有益な知見を提供するものではない。

Ⅳ　今後の対応

志賀１号機の臨界事故について分析した結果、本事故は手順書を守らないことにより発生しており、安全確保上大きな問題であることが明らかとなった。

北陸電力においては、こうした事故を二度と起こさないこと、またそれを隠さないことを確実なものとするため、根本原因を踏まえた実効性のある仕組みを構築することが必要である。

このためには北陸電力からの報告書に記載された再発防止対策に加え、本報告書の問題提起を踏まえて具体的な検討を行うことが必要である。

この観点から、保安院としては、北陸電力に対して以下を求める。

（１）安全対策の総点検の確実な実施

北陸電力に対しては、引き続き安全対策の総点検を確実に実施することを求める。

なお、保安院は北陸電力に対し、行政指導により原子炉を早急に停止して安全対策の総点検を実施することを求めたが、安全対策の総点検の内容としては、品質管理要領の点検・改善、臨界防止に係る設備についての手順書等の点検・改善が行われることが必要である。

保安院としては、北陸電力による安全対策の総点検の実施状況について、厳格に確認する。

（２）再発防止対策の具体化

再発防止対策については、実現に向けたプロセスが具体的に示されていないことから、「Ⅱ．６．再発防止対策」において指摘した問題点についての再検討も含め、実現可能性を十分に考慮した行動計画を作成し、実施していくことを求める。

保安院としては、北陸電力による再発防止対策の実施状況について、厳格に確認する。

また、本事故と他の制御棒引き抜け事象を踏まえれば、メーカーに対しても、原子力安全に係る情報を積極的に公開し、運転管理も含めた全体的な状況の把握と、発生した事象への十分な対応を求める。

甘利経済産業大臣からの指示を受けて、全電力会社が実施した総点検結果を踏まえた保安院の対応については、行政処分を含めて別途とりまとめた「発電設備の総点検に関する評価と今後の対応について」（総点検報告書）に掲げられており、これを厳格に実施することとしている。

北陸電力志賀１号機の臨界事故は、その総点検を進めている過程で見出されたものである。したがって、臨界事故固有の（１）及び（２）以外の対策については、全て総点検報告書に掲げており、北陸電力はこれらを確実に進めて行くことが必要である。

Ⅴ　むすび

北陸電力の志賀１号機の臨界事故については、手順に従った作業を行うことを実施していなかったこと、志賀２号機の工程に影響を与えることを避けるなど安全の確保以外の要素を重視して事故を隠ぺいし、報告・公表しなかったこと、事故発生時に適切な分析を行って再発防止対策を講じなかったことなど、原子力の安全確保の観点からは多くの問題があり、保安院としては極めて遺憾である。

今回の総点検のねらいは、不正を許さない仕組みを構築すること、また事故やトラブルの情報を共有し、再発防止に活かすことなどにあり、保安院としては、本事故や一連の制御棒引き抜け事象の事実関係を正確に把握し、原因究明から得られた教訓を再発防止対策として将来に活かすことが重要と考える。

こうした観点から、保安院は、本報告書及び合わせて公表した総点検の報告書に示された今後の対応について、厳格に実施する。

北陸電力をはじめ各電力会社においては、不正を許さない仕組みを効果的に機能させるとともに、事故やトラブルの情報を積極的に公開し、事実を正確に説明することに努め、また、電力会社・メーカー及び関連する業界が一体となって原子力安全の向上に取り組んでいくことを求めるものである。

別表１　国際原子力事象評価尺度（ＩＮＥＳ）について

	レ　ベ　ル	基準		
		基準１ 所外への影響	基準２ 所内への影響	基準３ 深層防護の劣化
事故	7 （深刻な事故）	放射性物質の重大な外部放出 よう素131等価で数万テラベクレル相当の放射性物質の外部放出		
	6 （大事故）	放射性物質のかなりの外部放出 よう素131等価で数千から数万テラベクレル相当の放射性物質の外部放出		
	5 （所外へのリスクを伴う事故）	放射性物質の限られた外部放出 よう素131等価で数百から数千テラベクレル相当の放射性物質の外部放出	原子炉の炉心の重大な損傷	
	4 （所外への大きなリスクを伴わない事故）	放射性物質の少量の外部放出 公衆の個人の数ミリシーベルト程度の被ばく	原子炉の炉心のかなりの損傷／従業員の致死量被ばく	
異常な事象	3 （重大な異常事象）	放射性物質の極めて少量の外部放出 公衆の個人の十分の数ミリシーベルト程度の被ばく	所内の重大な放射性物質による汚染／急性の放射性障害を生じる従業員の被ばく	深層防護の喪失
	2 （異常事象）		所内のかなりの放射性物質による汚染／法定の年間線量当量限度を超える従業員の被ばく	深層防護のかなりの劣化
	1 （逸　脱）			運転制限範囲からの逸脱
尺度以下	0 （尺度以下）	安全上重要ではない事象		0＋　安全に影響を与え得る事象 0－　安全に影響を与えない事象
評価対象外		安全に関係しない事象		

別表２　臨界事故当時の保安規定（保安規定４次改正　平成１１年５月３１日認可）に抵触する可能性のある条文の抜粋（1/5）

保安規定条文	保安規定本文	事実関係	保安規定上の問題点の評価
第９条 **主任技術者の職務**	第９条　主任技術者は、原子炉施設の運転に関し、保安の監督を誠実に行うことを任務とし、その職務は次のとおりとする。 (1)　原子炉施設の運転に関し、保安上必要な場合は、所長に対し意見を具申する。 (2)　原子炉施設の運転に関し、保安上必要な場合は、運転に従事する者へ指示する。 (3)　原子炉施設の運転に関し、保安上必要な場合は、各職位に助言または協力する。 (4)　原子炉施設の運転に関する保安の計画の作成に参画する。 (5)　所管官庁が法令に基づいて実施する検査に立会う。ただし、自ら指名する者を立会わせることが保安の確保に支障をおよぼさないと判断する場合は、この限りでない。 (6)　法令に基づく報告書のうち、主任技術者が関係するものを確認する。 (7)　第10章に示す記録の記載内容を点検する。 (8)　原子炉施設の運転について前号に定める点検結果およびこの規定により主任技術者になされる報告等に基づき、発電所において通商産業省に報告（報告に関し説明を要するときは、説明者を選定し説明させることができる。）する。 (9)　原子炉施設の運転に関する教育訓練計画の作成に参画する。 (10)　その他、原子炉施設の運転に関する保安の監督に必要な職務を行う。	本事故発生時、主任技術者は、所長に「報告すべき」という意見を具申する役割を果たさず、公表しないことに反対しなかった、としている。(報告書 p10、11) 主任技術者は、本事故に関する事項が記載されていない引継日誌に押印している。 (報告書添付資料 3-20) また、主任技術者は、本事故の発生を発電所において通商産業省に報告していない。	事実関係から、本条の（１)、(２)、(７)、(８）の規定に違反する。 しかし、原子炉主任技術者は、事故故障の報告をしないことに反対しなかった理由について、「報告事象であるとの認識はあったが、所長に意見を具申できる状況になかった。」と述べており、北陸電力の組織において、原子炉主任技術者が、保安規定で定められている職務を全うできるような状況ではなかったことにも問題がある

別表２　臨界事故当時の保安規定（保安規定４次改正　平成１１年５月３１日認可）に抵触する可能性のある条文の抜粋（2/5）

保安規定条文	保安規定本文	事実関係	保安規定上の問題点の評価
第１３条 **運転上の一般事項**	第13条　当直長は、原子炉施設の運転にあたっては、常に運転状況および機器の性能の把握に努め、特に次の事項を遵守する。 (1)　原子炉施設の状態、計器、表示装置等の監視を適切、かつ確実に行う。 (2)　運転操作にあたっては、目的、手順およびその結果を事前に検討するとともに機器の状態を確認する。 (3)　安全保護系および工学的安全施設の機能を常に確保するように努める。 なお、複数系統の機能のうち一部を除外する場合は、あらかじめ定められた手順に基づいて必要な機能を確保する。	本事故の発端となったＡＲＩ試験要領書は、作業票に添付されていなかった。（報告書 p6 及び発電課に保管されていた作業票） 当直長は、本試験に係る運転操作にあたっての目的、手順およびその結果を事前に確認できない作業票を使って試験を開始した。	当直長は、作業票では、本試験に係る運転操作にあたっての目的、手順およびその結果が確認できないような内容にも関わらず試験を開始した。 これは、本条（２）に違反する。
第１４条 **引　継**	第14条　当直長は、その業務を次の当直長に引き継ぐ場合は、所定の鍵、運転日誌および引継日誌を確実に引き渡すとともに、運転状況を的確に申し送る。	発電課長の指示により、当直長は、引継日誌に本事故に関する事項を記載しなかった。（報告書 p11、同添付資料 3-20） この事実より、当直長は、次の当直長に運転状況を的確に申し送ることができなかった。	臨界事故に係る原子炉自動停止について、引継ぎ日誌に記載せず適切な申し送りを行わなかったことから、本条の規定に違反する。
第 42 条 **異常時の措置**	第42条　原子炉施設の運転に関し、異常を発見した者は、直ちに当直長に報告する。 ２　当直長は、前項の報告をうけた場合、異常の状況、機器の動作状況等の把握に努めるとともに、原因の除去、拡大防止に必要な応急措置を講じ、発電課長に報告する。 ３　発電課長は、前項の報告をうけた場合、その原因を調査し、原子炉施設の保安上必要な措置を講ずるとともに、所長および主任技術者に報告（原子炉の運転におよぼす影響がごく軽微なものを除く。）する。	事故の解明、原因調査、再発防止対策等の必要な検討・措置に関し、個々人が自ら成し得る範囲において個別に検討・対応を実施していたものの、組織立った対応は行われなかった。（報告書 p11、同添付資料 3-21）	発電課長は、原子炉が自動停止した旨の報告を受けたにも関わらず、自動停止の原因をノイズとしたことから、真の原因の調査をせず、燃料集合体の健全性確認等、原子炉施設の保安上必要な措置を行わなかったことは、本条第３項の規定に違反する。

別表２　臨界事故当時の保安規定（保安規定４次改正　平成１１年５月３１日認可）に抵触する可能性のある条文の抜粋（3/5）

保安規定条文	保安規定本文	事実関係	保安規定上の問題点の評価
第 43 条 **原子炉スクラム後の措置**	第43条　発電課長は、原子炉スクラム後は、その原因を調査し、保安上の確認その他必要な措置を講ずるとともに、原子炉を再起動する場合は、所長の承認をうける。 ２　所長は、前項の承認を行うに先立って、主任技術者に意見を求める。 ３　発電課長は、原子炉スクラムの原因が次のいずれかに該当する場合は、所長の承認をうけないで再起動することができる。 (1)　発電所外で電気事故が発生し、その事故の波及または波及防止のために原子炉スクラムを余儀なくされた場合 (2)　暴風雨等（地震を除く。）による災害が発生し、その波及防止の措置として原子炉スクラムした場合 (3)　予定された試験計画により原子炉スクラムした場合 ４　所長は、地震により原子炉がスクラムした場合は、地震終了後直ちに原子炉施設の損傷の有無を点検し、原子炉施設の保安に支障がないことを確認するとともに、主任技術者の意見を求める。	厳格な保安検査において、第５回定期検査時の再起動の際の記録を確認したところ、原子炉スクラム時の再起動承認記録は確認できなかった。	臨界事故を隠蔽するために、原子炉が自動停止（スクラム）したにも関わらず、自動停止の原因をノイズとしたことから、真の原因の調査をせず、原子炉の再起動の承認を受けなかったことは、本条第１項の規定に違反する。

別表２　臨界事故当時の保安規定（保安規定４次改正　平成１１年５月３１日認可）に抵触する可能性のある条文の抜粋（4/5）

<table>
<tr><th>保安規定条文</th><th>保安規定本文</th><th>事実関係</th><th>保安規定上の問題点の評価</th></tr>
<tr>
<td>第 90 条
記録</td>
<td>第 90 条　各課長は、別表 22 に定める保安に関する記録を作成し、所定の期間保存する。

別表 22　保安に関する記録（第 9、90 条関係）
１．実用炉規則第７条に基づく記録
<table>
<tr><th>記録項目</th></tr>
<tr><td>（略）
５．炉心の中性子束密度
（略）
18．臨界到達日時
（略）
20．緊急しゃ断日時
21．運転停止日時
22．運転責任者の氏名及び運転員の氏名並びに、これらの者の交替の日時及び交替時の引継事項
（略）
37．事故発生及び復旧の日時
38．事故の状況及び事故に際して採った処置
39．事故の原因
40．事故後の処置
（略）</td></tr>
</table>
</td>
<td>厳格な保安検査において、第５回定期検査時の再起動の際の記録を確認したところ次のとおりであった。
（１）　記録項目５．炉心の中性子束密度である炉心中性子束モニタ(SRM、IRM)の記録計チャートに、「点検」と記載されていた。
（２）　記録項目２２．当直長引継日誌の引継事項に、臨界事故により原子炉が自動停止したことが記載されていなかった。
（３）臨界事故が発生し、原子炉が自動停止した場合に記録すべき次の記録項目が確認できなかった。
18．臨界到達日時
20．緊急しゃ断日時
21．運転停止日時
37．事故の発生及び復旧の日時
38．事故の状況及び事故に際して採った処置
39．事故の原因
40．事故後の処置</td>
<td>臨界事故を隠蔽するために、記録を作成せず、（または記録を改ざん）したことは、本条の規定に違反する。</td>
</tr>
</table>

別表２　臨界事故当時の保安規定（保安規定４次改正　平成１１年５月３１日認可）に抵触する可能性のある条文の抜粋（5/5）

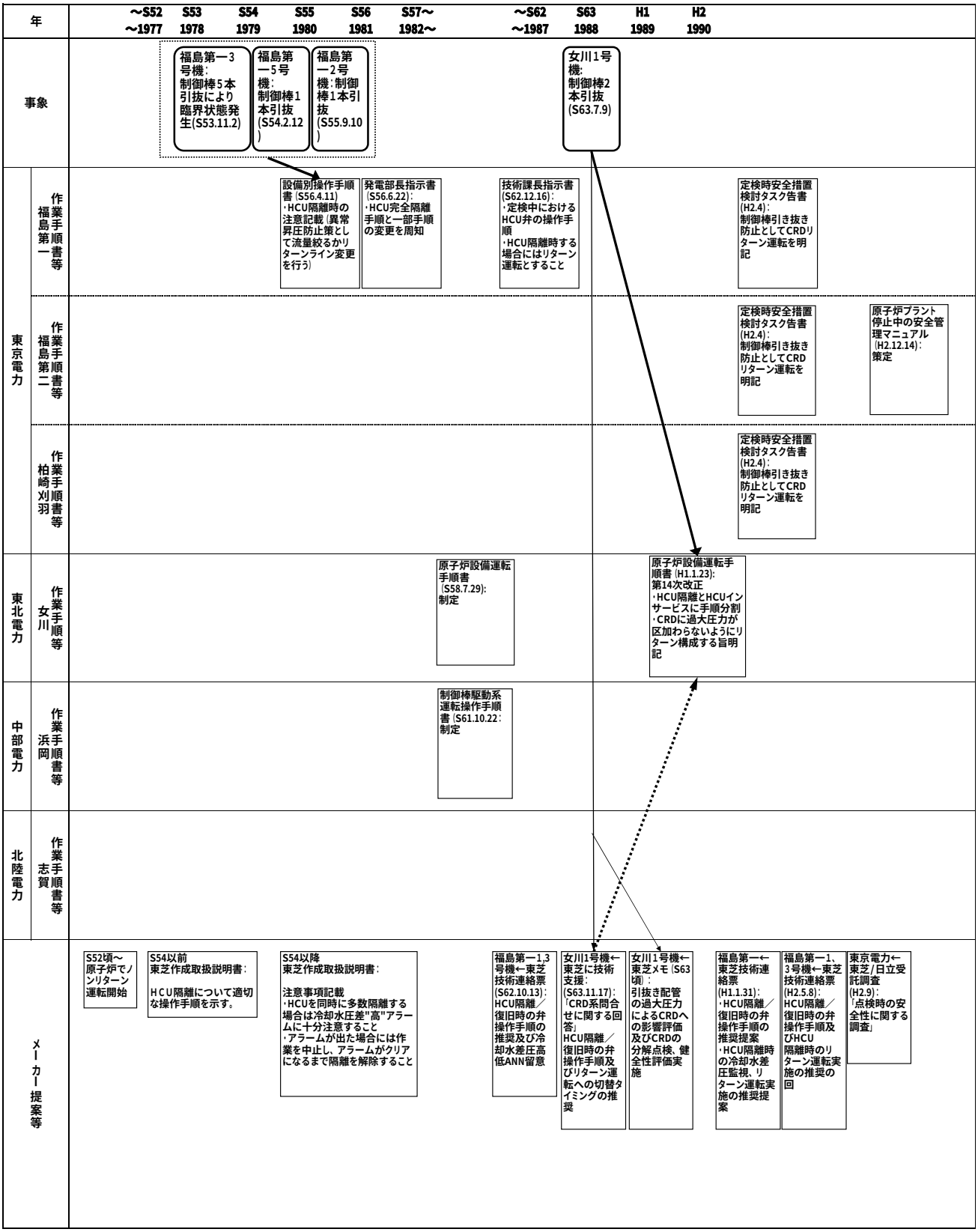
保安規定条文	保安規定本文	事実関係	保安規定上の問題点の評価
第 91 条 **報告**	第91条　各課長は、次に定める報告項目について、遅滞なく所長および主任技術者に報告する。 (1)　「運転上の制限」を超えた場合 (2)　「運転上の条件」を満足できない場合 (3)　液体および気体廃棄物について放出管理目標値を超えて放出した場合 (4)　外部放射線に係る線量当量率等に異常が認められた場合 (5)　緊急事態に発展するおそれがあると判断した場合 (6)　実用炉規則第24条第２項に定める報告事態が生じた場合 ２　所長は、次に定める報告項目について原子力部長に報告する。 (1)　緊急時体制を発令した場合 (2)　その他保安上特に重要な事態が発生した場合	事故後の発電所と本店原子力部等とのテレビ会議では、発電所から誤信号であったとの報告がなされた。（報告書 p11）	臨界事故という保安上重要な事態が発生したにも関わらず発電所は、原子力部長に対して事実を報告しなかったことは、本条第２項の規定に違反する。

別表３　制御棒引抜事象の一覧

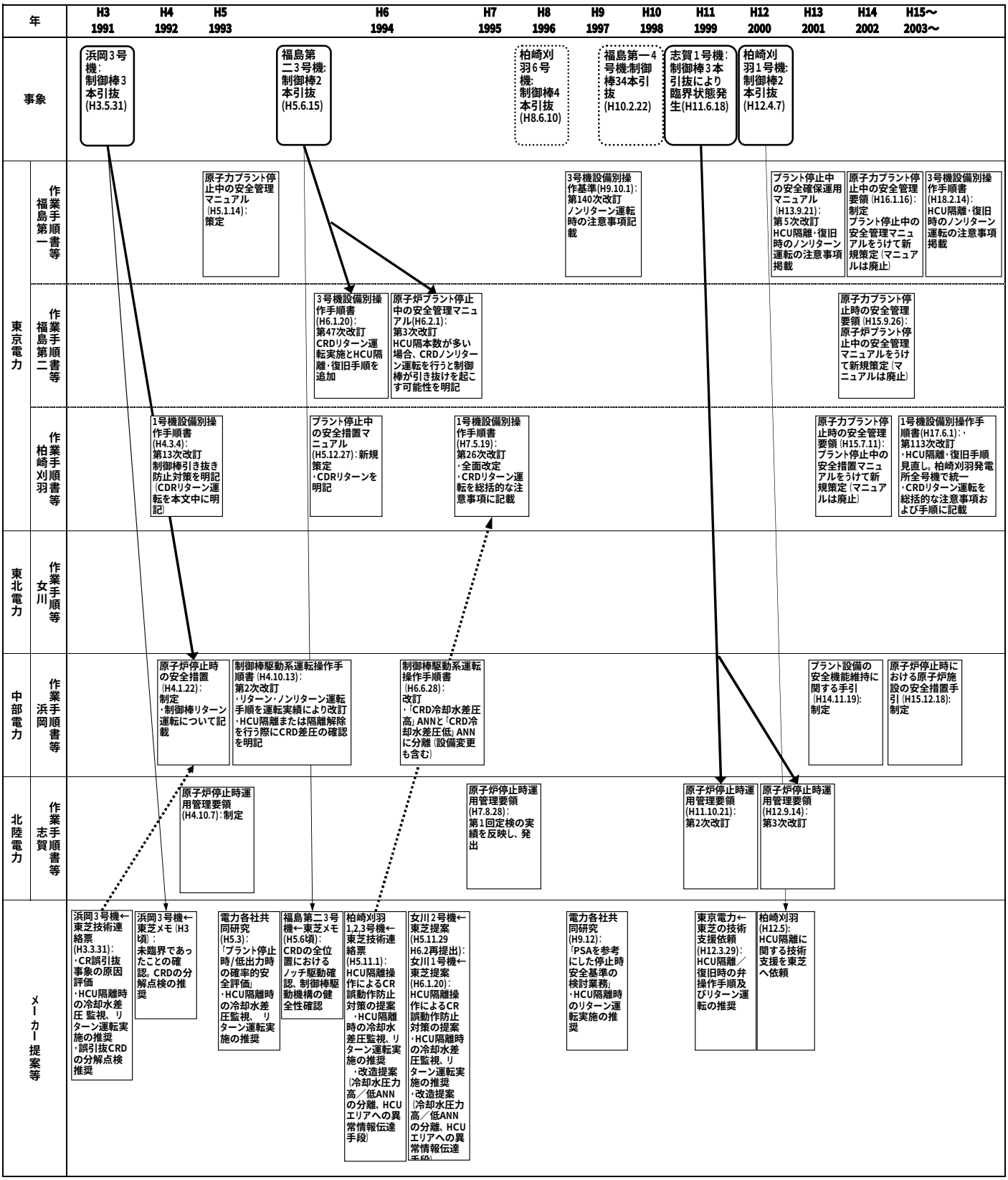
	志賀１号機	福島第一３号機	福島第一５号機	福島第一２号機	女川１号機	浜岡３号機	福島第二３号機	柏崎刈羽６号機	福島第一４号機	柏崎刈羽１号機
発生時期（運開時期）	H11.6.18（H5.7.30）	S53.11.2（S51.3.27）	S54.2.12（S53.4.18）	S55.9.10（S49.7.18）	S63.7.9（S59.6.1）	H3..5.31（S62.8.28）	H5.6.15（S60.621）	H8.6.10（H8.11.7）	H10.2.22（S53.10.12）	H12.4.7（S60.9.18）
事象の概要	制御棒引抜により臨界事故発生	制御棒引抜により臨界状態発生	制御棒引抜発生、中性子束には変化なかったと推定	制御棒引抜発生、中性子束には変化なかったと推定	制御棒引抜発生、中性子束に変化なし	制御棒引抜発生、中性子束に変化なし	制御棒引抜発生、中性子束に変化なし	制御棒引抜発生、中性子束に変化なし	制御棒引抜発生、中性子束に変化なし	制御棒引抜発生、中性子束に変化なし
原子炉メーカー	日立	東芝	東芝	GE/東芝	東芝	東芝	東芝	GE/東芝	日立	東芝
プラント状況	停止中	停止中	停止中	停止中	停止中	停止中	停止中	停止中	停止中	停止中
原子炉圧力容器のふたの状況	開	閉	開	閉	閉	開	閉	開	閉	閉
原子炉格納容器のふたの状況	開	開	開	閉	閉	開	閉	開	開	開
作業内容	アクシデントマネジメント対策のための機能確認試験の準備作業中	原子炉圧力容器水圧試験に伴う作業中	インコアシッピング前の準備作業中（HCU隔離時）	格納容器隔離系機能社内検査を実施中	原子炉起動準備作業中	原子炉保護系設定値確認検査（社内検査）の終了に伴う作業中	原子炉格納容器漏えい率予備検査の準備中	営業運転前の試運転期間における計画停止中	原子炉圧力容器耐圧試験中	原子炉格納容器漏えい率予備検査の準備中
実施していた作業	試験対象制御棒以外の制御棒隔離弁の閉操作を実施中	制御棒隔離弁の閉操作を実施中	制御棒隔離弁の閉操作を実施中	制御棒隔離弁の隔離中（弁操作中ではなかった）	全閉状態の制御棒隔離弁の開操作を実施中	全閉状態の制御棒隔離弁の開操作を実施中	全開状態の制御棒隔離弁の閉操作を実施中	定電力制御装置(APR)の性能確認試験を実施中	弁操作のため駆動用電源を誤って投入した	全開状態の制御棒隔離弁の閉操作を実施中
引抜かれた制御棒本数（全制御棒本数）	3　（89）	5（137）	1（137）	1（137）	2　（89）	3　（185）	2（185）	4（205）	34（137）	2（185）
引抜制御棒位置（ポジション）*1	26-39（16） 30-39（20） 34-35（08）	14-43（04） 18-43（06） 22-43(10) 22-47（12） 46-43(08)	42-31（28）	18-47(20)	38-11（02） 26-03（18）	30-55(06) 38-03（48） 42-03（16）	50-31（22） 54-31（12）	10-23(128) 10-55(128) 18-15(128) 26-39(128)	34体(02)	18-55（24） 22-55（10）
アキュームレーターの状況	無効	有効	不明（スクラム信号は発生していない）	不明（スクラム信号は発生していない）	有効	有効	無効	有効	有効	無効
原子炉戻り弁の開閉状況	閉	閉	閉	閉	閉	閉	閉	対象弁なし（電動制御棒駆動機構のため）	閉	閉
事象の記録について	改ざん／隠蔽	改ざん	適切に記録	適切に記録	適切に記録	適切に記録	適切に記録	適切に記録	適切に記録	適切に記録
原因究明及び再発防止	実施されていない	後発事例とあわせ実施された模様	実施された模様	実施された模様	実施されている	実施されている	実施されている	実施されている	実施されている	実施されている
事象の整理	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象	制御棒駆動用電源の誤操作	逃がし安全弁駆動用電源の誤操作	水圧制御ユニット(HCU)隔離時の事象

*1・・・柏崎刈羽６号機以外のポジション：00（全挿入）、48（全引抜）
柏崎刈羽６号機　　のポジション：00（全挿入）、200（全引抜）

別表４　沸騰水型原子力発電所における制御棒引き抜き事象と手順書等について(1/2)



別表４　沸騰水型原子力発電所における制御棒引き抜き事象と手順書等について(2/2)



別表５　商業発電用沸騰水型軽水炉において予期せず臨界に到達した事象

番号	発生日	国名、ユニット名	運転状態	事象収束措置	件名	概要	出典
1	1973/11/7	Vermont Yankee (GE-BWR、アメリカ)	低温停止中 原子炉容器と原子炉格納容器が開放状態	スクラム	不注意による臨界到達事象	隣接する制御棒がすでに全引き抜き状態のもとで、制御棒を引き抜いた時、不注意による臨界到達事象が発生。中間領域モニタ(IRM)高高信号によって、スクラムし、出力の上昇も止まった。	NRC IN88-21 1988/5/9
2	1976/11/12	Millstomeー1 (GE-BWR、アメリカ)	低温停止中	スクラム	不注意による臨界到達事象	部分装荷炉心での停止余裕テスト中、運転員が間違ってすぐ隣り制御棒を引き抜いた際、不注意による臨界到達事象が起った。原子炉は臨界に達し、スクラムが発生。	NRC IN88-21 1988/5/9
3	1987/7/24	OSKARSHAMN-3 (ASEA_Atom-BWR、スウェーデン)	低温停止中	電動式挿入系による制御棒挿入	水圧式主スクラム系が機能していない状態での炉停止余裕テスト	停止余裕のテストの際、計画外の臨界到達事象が起った。高速作動水圧式スクラム系が作動不能であることを知っていたにもかかわらず、停止余裕テストを実施した。最初の制御棒を一部引き抜いた時、炉心が臨界に達した。高中性子束信号により、制御棒の引き抜きが阻止されるとともに、低速作動の電動式挿入系により制御棒が再挿入された。	NRC IN88-21 1988/5/9
4	1991/6/6	Monticello (GE-BWR、アメリカ)	停止操作中	スクラム	原子炉停止中の予定外の臨界復帰	原子炉停止中に、制御棒の挿入に対して予想外に圧力と温度が低下し始め、運転員がプラントの状況を点検、評価するため制御棒の挿入を中止したとき、原子炉の出力が上昇し、そのため中間領域モニタ(IRM)高高で原子炉がスクラムした。	NRC IN92-39 1992/5/13
5	1991/11/30	Big Rock Point (GE-BWR、アメリカ)	停止操作中	未臨界措置を実施	原子炉停止中の予定外の臨界復帰	計画停止中、主タービンを切離し、原子炉を未臨界の状態で、当直引継ぎの間制御棒挿入を中止したとき、原子炉冷却系の温度低下が続き、原子炉が再臨界になった。しかし、運転員は約2分後に未臨界措置を講じた。	NRC IN92-39 1992/5/13
6	1991/12/30	Grand Gulf (GE-BWR、アメリカ)	停止操作中	制御棒挿入操作	原子炉停止中の予定外の臨界復帰	原子炉停止中、制御棒に対して温度低下を生じたとき、予想外の臨界を生じた。最終的に制御棒挿入を再開し原子炉を停止した。	NRC IN92-39 1992/5/13